CANADA-NEWFOUNDLAND
OFFSHORE
PETROLEUM
BOARD

Annual Report 1985-1986

86-05664/

Annual Report 1985–1986

CANADA-NEWFOUNDLAND
OFFSHORE
PETROLEUM
BOARD

June 18, 1986

The Honorable Pat Carney
Minister
Department of Energy, Mines and Resources
Government of Canada

The Honorable William Marshall
Minister Responsible for Energy
Government of Newfoundland and Labrador

Honorable Ministers:

In accordance with the provisions of the legislation implementing the Atlantic Accord, we, the members of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board, are pleased to submit the annual report, together with the financial statements of the Board for the fiscal year ended March 31, 1986.

Respectfully submitted:

J.E. (Ted) Baugh, P.Eng.
Chairman

J.G. Fitzgerald, P.Eng.
Vice-Chairman

D. Henao
Vice-Chairman

William J. Deyell, P. Eng.
Member

Janet C.Gardiner, C.A.
Member

G. Ross Peters, P. Eng.
Member

John J. Zwolinski
Member

Fifth Floor, TD Place, 140 Water Street, St. John's, Newfoundland, Canada. A1C 6H6
Telephone (709) 778-1400 Telecopier (709) 778-1473 Telex 016-4031

Table of Contents

1 Report of the Chairman/
Chief Executive Officer

2 The Board

4 Land Management

10 Exploration Activity

14 Operational, Occupational and
Environmental Safety

17 Canada/Newfoundland Benefits

19 The Hibernia Development Project

21 Financial Statements

Report of the Chairman/Chief Executive Officer

It is my pleasant responsibility to report to the governments of Canada and Newfoundland and Labrador on the first, partial year of operation of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board. This report covers the period from December 1, 1985 when the first Board members were appointed, to March 31, 1986, the end of the Board's fiscal year.

I wish to acknowledge the excellent co-operation of the federal Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA) and the provincial Newfoundland and Labrador Petroleum Directorate (NLPD) in transferring their offshore management responsibilities to the Board. This, together with the fact that some of the Board's staff previously had been employed by COGLA or NLPD, enabled the Board to assume these duties in a relatively short time.

The Board's first tasks were of an organizational and administrative nature including arranging for office space in St. John's. These are now largely complete and the Board is fully operational.

In the first weeks of 1986 the Board commenced its review and study of the Hibernia Development Plan and the Hibernia Benefits Plan filed in September 1985 by a group of companies of which Mobil Oil Canada Ltd. is the operator. The Hibernia project has been estimated by Mobil to involve recoverable reserves of over 500 million barrels of high quality oil, with a potential for substantial additional reserves depending on economic conditions. It will require a major investment over a six-year period to commence production, a significant part of which investment will be made in Newfoundland and elsewhere in Canada. The Board is devoting a substantial effort to preparation of its Decision Report on the Hibernia Development Plan (the technical aspects of the project) and the Hibernia Benefits Plan (the employment and industrial benefits aspects of the project).

The Board commenced operations at a time when the petroleum industry was entering a period of economic uncertainty due to rapidly falling world oil prices. The seriousness of this situation is apparent in the annual reports to shareholders of the oil companies operating in Canada. This, together with other changes including phasing out of the Petroleum Incentives Plan, will likely have the effect of reducing the level of exploration activity offshore Newfoundland in the short term.

In carrying out its functions of regulating and administering the industry's activities, the Board intends to follow a policy of being fair in its judgements, expeditious in its response and professional in its approach. Meanwhile, the Board is always cognizant of the emphasis placed in the Atlantic Accord on maximizing industrial and employment benefits to Newfoundland and Canada. The Board will also follow a policy of inviting prior discussion

with industry on all actions affecting its operations. The Board acknowledges the co-operation of the industry during the initial operating period and notes that, in general, it found the industry to be diligent and thorough in meeting the Board's requirements.

The following sections of this report describe the main activities of the Board in its first year. Pursuant to the Atlantic Accord and the implementing legislation we are pleased to include the financial statements and the report of the Board's auditors for the period ending March 31, 1986.

J.E. (Ted) Baugh
Chairman and Chief Executive Officer

The Board

Seated (L-R):
Hon. William Marshall (provincial Minister Responsible for Energy), Hon. Pat Carney (federal Minister of Energy Mines and Resources), J.E. (Ted) Baugh
Standing (L-R):
Diego Henao, John J. Zwolinski, William J. Deyell, J.G. Fitzgerald, Janet C. Gardiner, G. Ross Peters.

The Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board was established under the Atlantic Accord, an agreement between the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador, which created a joint management regime for the petroleum resources offshore Newfoundland and Labrador. The Board is the government agency responsible for the management of these resources. On February 7, 1986, Bill #C94 was introduced in the Parliament of Canada to implement the Atlantic Accord Agreement and, on the same day Bill #59 was introduced in the Newfoundland House of Assembly for the same purpose. Bill #59 was subsequently re-introduced in the House on March 18, 1986 as Bill #1.

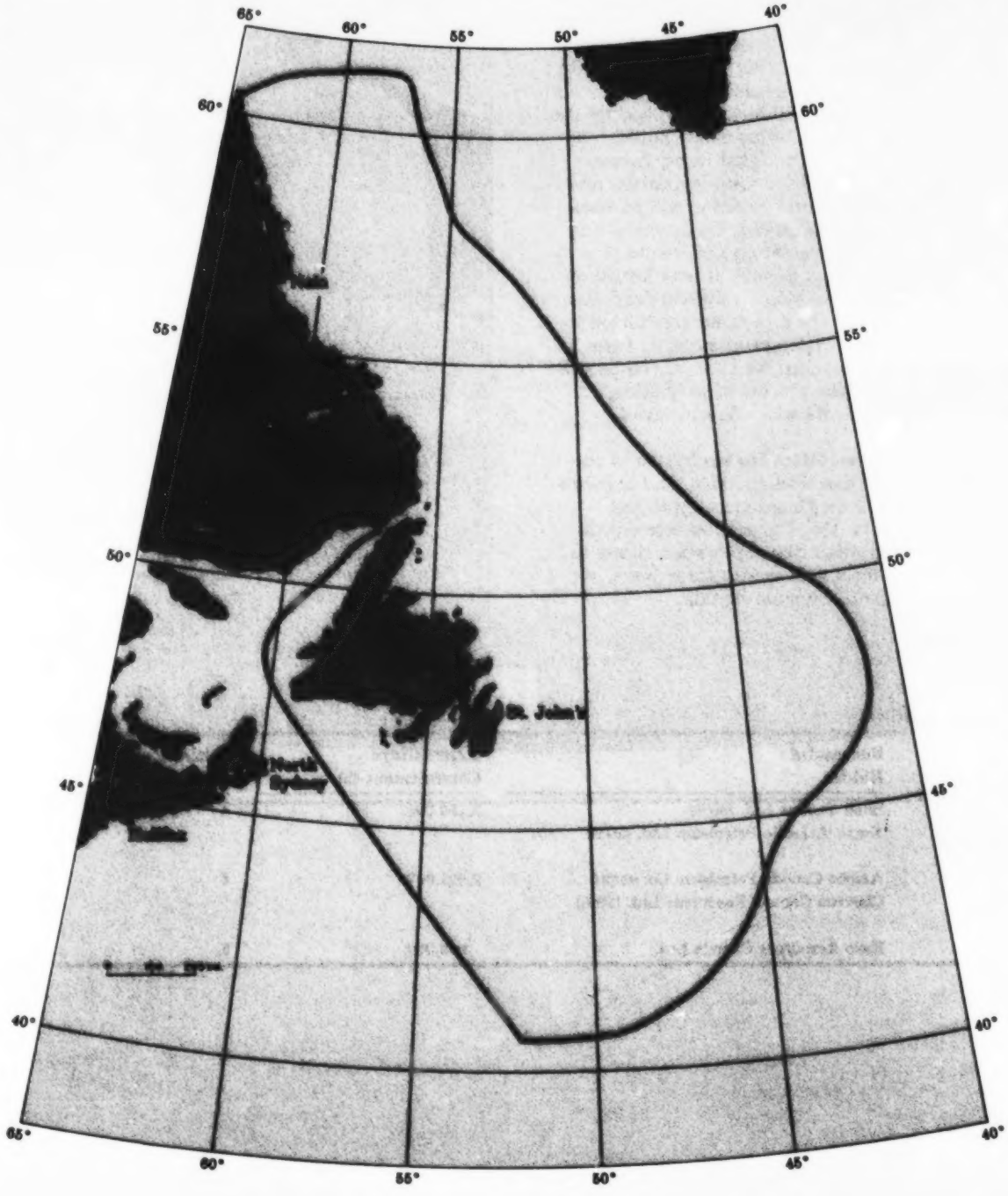
Under this implementing legislation, the Board is given wide responsibility for the management of exploration and development offshore Newfoundland and Labrador. Included within this responsibility are the issuance and administration of oil and gas exploration and production rights on offshore lands, the administration of all activities carried out to develop petroleum resources discovered on these lands, and the collection of royalties on revenues earned during the production phase of this process. The Board's administrative functions in discharging these responsibilities include concluding Exploration Agreements, approving and monitoring drilling programs, ensuring that activity proceeds with due regard for the safety of the worker and the environment and approving and overseeing development and production plans and Canada and Newfoundland benefits plans.

In certain areas, the decisions of the Board are subject to the review of the federal Minister of Energy, Mines and Resources and the provincial Minister responsible for Energy, through whom the Board reports to the two governments. In addition, there is provision for joint policy direction to the Board by the two Ministers on certain key issues, such as industrial and employment benefits, public reviews and decisions affecting the pace and mode of exploration and development.

The Board consists of seven members, of whom three may be appointed by each government. The seventh member, the Chairman, must be jointly appointed by both governments. The Chairman and the two Vice-Chairmen serve in a full-time capacity and are responsible for the management of the Board's day to day operations. J.E. Baugh was appointed Chairman and Chief Executive Officer and J.G. Fitzgerald and D. Henao were appointed Vice-Chairmen effective December 1, 1985. The other four members, William J. Deyell, Janet C. Gardiner, G. Ross Peters, and John J. Zwolinski, were appointed on January 27, 1986. All the appointments were made jointly by the federal and provincial energy ministers.

On January 6, 1986, the Board assumed from the Canada Oil and Gas Lands Administration and the Newfoundland and Labrador Petroleum Directorate regulatory responsibility for the Newfoundland and Labrador offshore area.

FIGURE 1
Approximate Area of the Board's Jurisdiction



Land Management

Call For Proposals

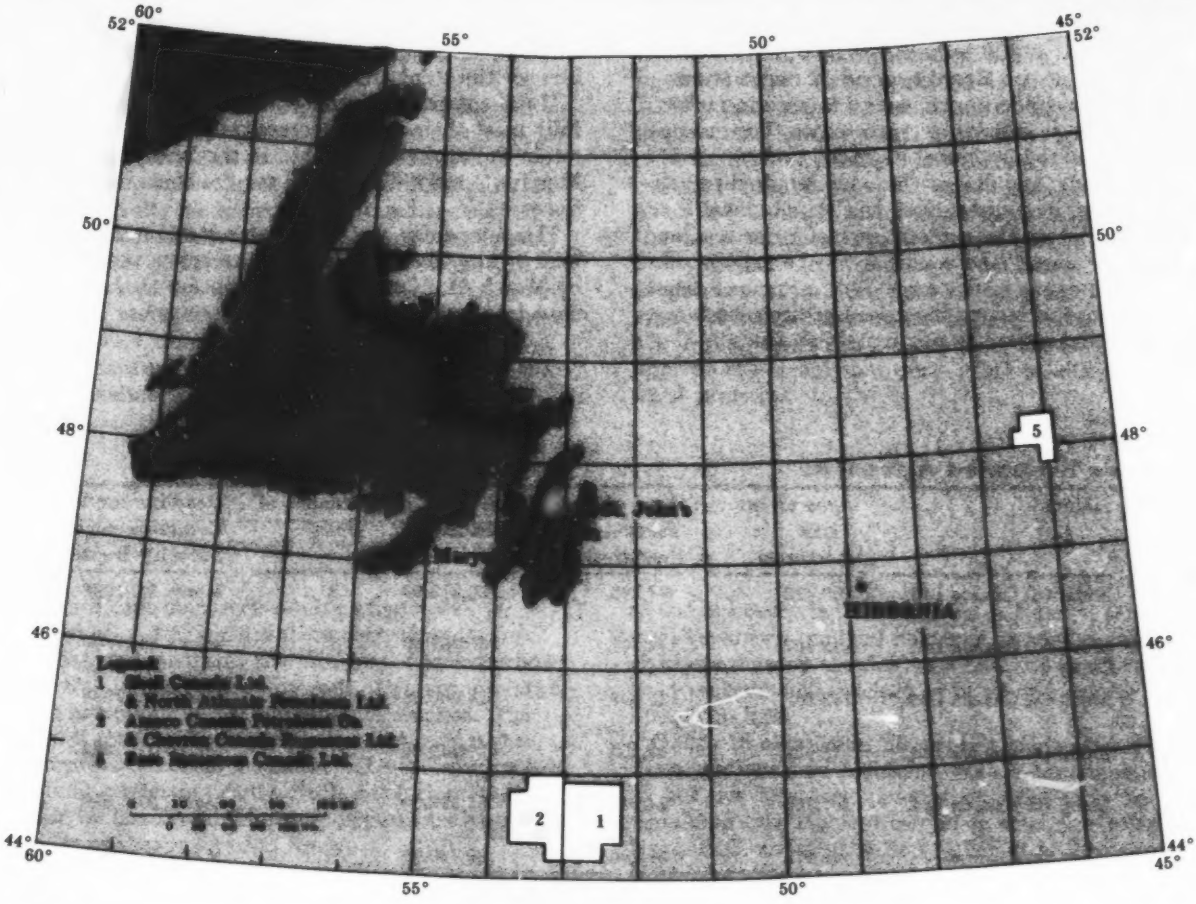
Of the 166 million hectares of land under the Board's jurisdiction offshore Newfoundland and Labrador, exploration rights to 11,292,879 hectares were held by 10 companies when the Board became operational on January 6, 1986. The land was held under 39 Exploration Agreements (EAs), the primary terms of which will have all expired by the end of 1988. The original terms and conditions of these agreements were negotiated using various criteria. The Accord implementing legislation provides that a single, uniform criterion will be used for future land rights issuances. This process was used by the Board in evaluating the results of a Call for Proposals on six parcels of land issued on December 28, 1985. The single criterion used was the amount of money the proponent committed to spend on exploration in the primary term. Bids were received, and accepted for three of the parcels and the Board is in the process of concluding Exploration Agreements with the successful bidders.

If, prior to 90 days before the expiration of the initial term, a well has been spudded, and is subsequently drilled to a depth satisfactory to the Board, the holder of the Exploration Agreement will be entitled to retain the exploration rights to 50% of the land for a subsequent three years, subject to the payment of annual rentals.

TABLE 1
Issuance of Rights

Parcel	Successful Bidder	Expenditure Commitment ($)	Initial Term of EA (years)
1	Shell Canada Ltd. (80%) North Atlantic Petroleum Ltd. (20%)	2,150,000.	4
2	Amoco Canada Petroleum Co. (80%) Chevron Canada Resources Ltd. (20%)	2,401,367.	4
5	Esso Resources Canada Ltd.	200,000.	5

FIGURE 2
Issuance of Rights



Successor Exploration Agreements

The initial terms of six Exploration Agreements, which were to have expired at various times in late 1985 and early 1986, were extended until March 31, 1986 to enable the Board to conduct negotiations with the EA holders with a view to entering into second term or 'successor' agreements. The companies, represented by operators Mobil and Petro-Canada, had drilled the wells required to validate the original agreements and thus became eligible to retain the exploration rights for a second term under terms and conditions to be negotiated at the end of the initial term. Both groups of companies chose to reduce the extent of their land holdings and agreed to pay rentals on the remainder. The rentals under these agreements were established at $2.50 per hectare for the first year, $5.00 per hectare for the second and $7.50 per hectare for the third and fourth years.

If the companies exercise all their options and fully meet their drilling commitments, they will retain the exploration rights to the lands until March 31, 1990. This would require them to drill ten wells.

The companies can relinquish a part or all of the land at any time. The land will revert to the Crown on March 31, 1990, with the exception of the land associated with any significant discoveries.

TABLE 2
Successor Exploration Agreements

EA #	Holder	Area of 1st Term (hectares)	Area of 2nd Term (hectares)	1st Year Rental ($)	Number of Wells	Deadline for Well Commitment or Security Deposit
194	Mobil Oil Canada Ltd.	105,432	88,125	220,312.50	2	March 31, 1988
196	Mobil Oil Canada Ltd.	132,307	132,307	330,767.50	2	March 31, 1988
197	Mobil Oil Canada Ltd.	133,937	125,840	314,600.00	2	March 31, 1988
198	Mobil Oil Canada Ltd.	173,635	44,208	110,520.00	1	March 31, 1989
200	Mobil Oil Canada Ltd.	204,700	24,933	62,332.50	1	March 31, 1989
208	Petro-Canada Inc.	102,973	39,896	99,740.00	2	March 31, 1988

Exploration Agreements Surrendered

Exploration Agreements #176, 177, 178, held by BP Resources Canada Ltd. et al, expired on March 5, 1986. As a condition of a 1985 arrangement, the EA holder was required to post a $5,000,000 security bond on March 5, 1986 for each of EA #176 and 178, if a well had not been spudded under each EA. The EA holder elected neither to spud the wells nor to post the bonds; therefore the EA's expired and the lands reverted to the Crown. During its initial term, EA #177 was validated by the drilling of a well, BP et al Baie Verte J-57. However, discussions between the Board and the EA holder did not result in a successor agreement and the land reverted to the Crown.

Exploration Agreement #242, held by Texaco Canada Resources Ltd., expired on March 5, 1986. As a validation requirement during the initial term, Texaco was required to drill one well. The election not to drill the well resulted in the land reverting to the Crown.

Drilling Program Approvals

Prior to the start of a geophysical program, the operator must obtain the Board's approval, and if the program leads to a drilling program, further approvals are required.

The Drilling Program Approval (DPA) permits an operator to drill in a particular geographic area for a specified period of time, not exceeding three years. It involves approval of the drilling unit, the support craft, the meteorological and oceanographic observation and forecasting programs, the contingency and operational plans to be used and the financial responsibility of the applicant. The Board carefully reviews the operations plan to ensure that these items are adequately addressed.

The issuance of the DPA does not, however, give authorization for the drilling of specific wells.

Before spudding each well, the operator must obtain from the Board an Authority to Drill a Well (ADW) which is the approval to drill a specific well in accordance with an approved program. The ADW approval process examines the application to ensure compliance with all applicable regulations.

If, during the drilling operations, unexpected conditions require changes to the program upon which the ADW is based, the Board's approval is required for these changes. Also, if the presence of hydrocarbons justifies a testing program, the details of the program must be submitted for the Board's approval before the program begins. Similarly, when the drilling operation is completed, the Board must approve the completion, suspension or abandonment program.

Significant Discovery Areas

A significant discovery results when a well is drilled on a geological feature that, through flow testing, demonstrates the presence of hydrocarbons and also indicates the existence of an accumulation that has potential for sustained production. The area of the discovery is determined through the interpretation of all available technical information, including seismic results. Such a determination is made by the Board following discussions with the holder of the exploration rights.

Upon the determination of a Significant Discovery Area (SDA) by the Board, and the declaration of the discovery by the Minister of Energy, Mines and Resources, the land holder is granted exclusive rights to develop the field and obtain a production licence permitting production of oil and gas for the life of the field.

Of the 18 significant discoveries made offshore Newfoundland and Labrador to date, the areas for all but two have been determined. SDA's for the remaining two, Husky-Bow Valley et al North Ben Nevis P-93, and Husky-Bow Valley et al Whiterose N-22 are yet to be negotiated.

FIGURE 3
Significant Discovery Areas — Grand Banks

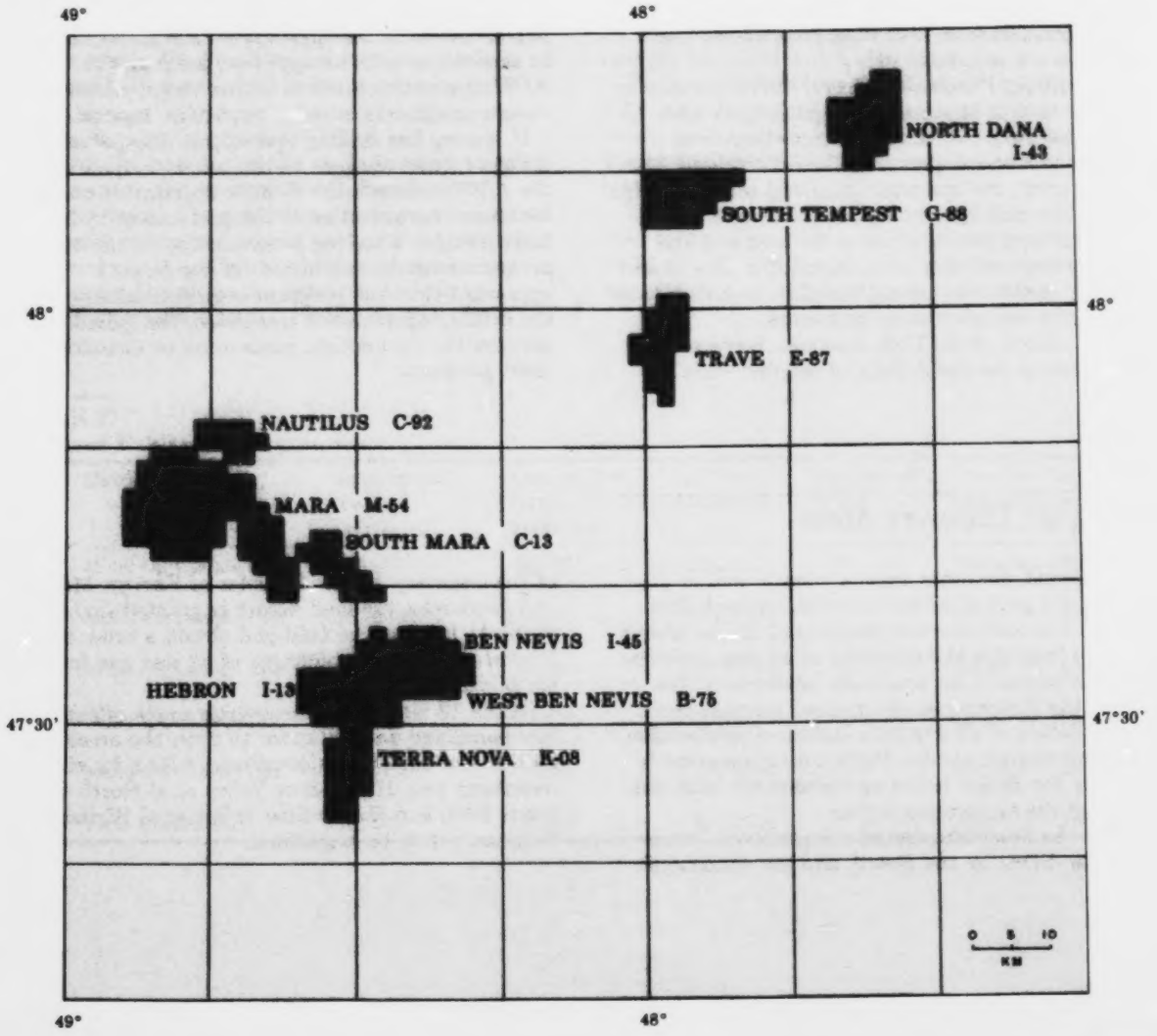
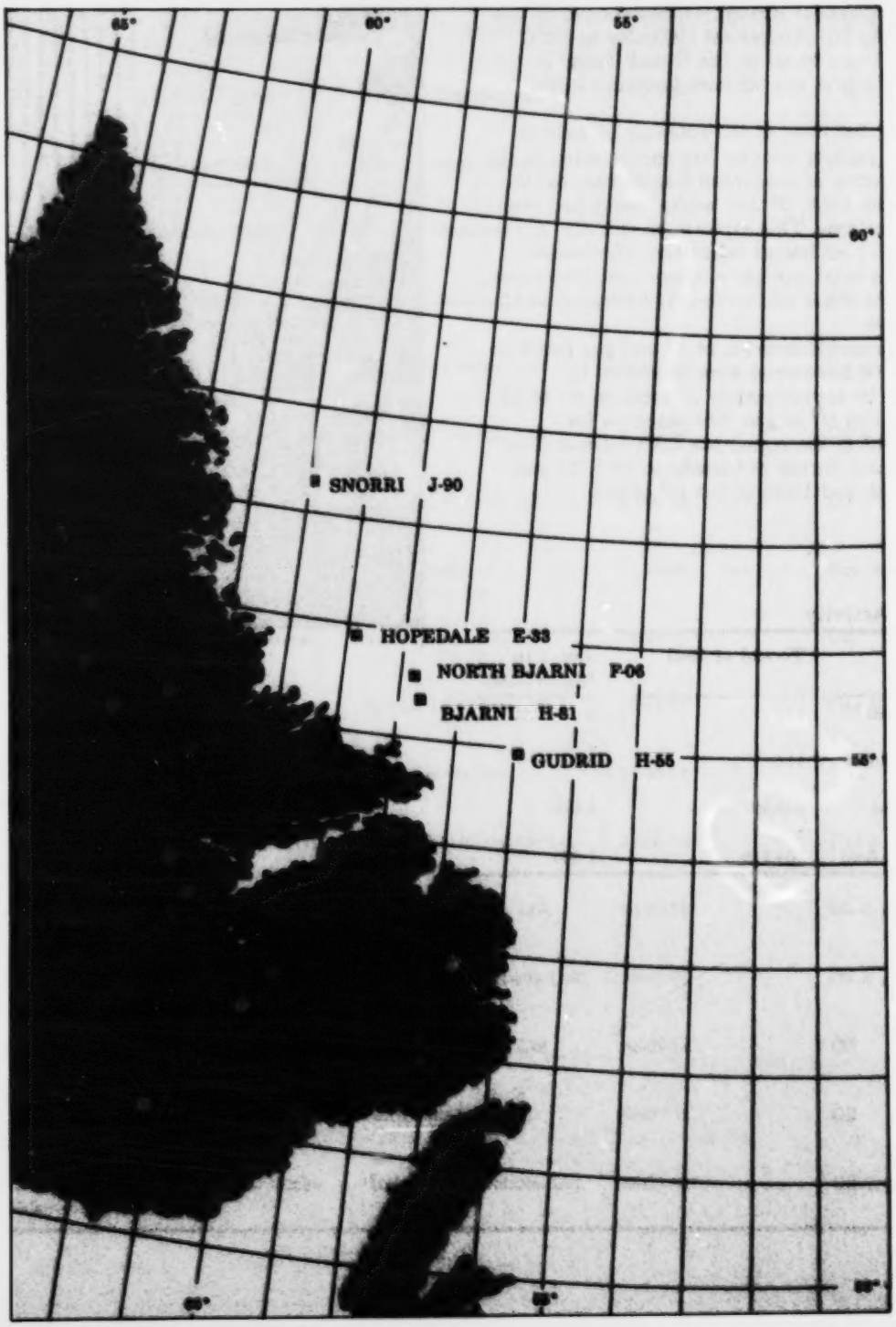


FIGURE 4
Significant Discovery Areas — Labrador



Exploration Activity

Exploration for oil and gas offshore Newfoundland and Labrador began in 1964 with the issuance of the first exploratory permits and the commencement of geophysical surveys. Drilling began on the Grand Banks in 1966 and off Labrador in 1971. The first oil was found on the Grand Banks in 1973 and the first gas offshore Labrador in the same year.

Since the discovery of the Hibernia oil field in 1979, most drilling activity has concentrated in the northeast sector of the Grand Banks, and, to the end of March 1986, 26 new wildcat wells had been drilled in the area. This exploration activity resulted in 12 additional significant discoveries, bringing the total number of significant discoveries, including the 5 gas discoveries off Labrador, to 18 (See Table 4).

Total recoverable reserves of oil and gas found to date in all 19 discoveries were estimated by COGLA to be approximately 185 million m^3 of oil and 152 billion m^3 of gas. The potential for hydrocarbons in the region has been estimated by the Geological Survey of Canada to be 1,733 million m^3 of oil and 1,286 billion m^3 of gas.

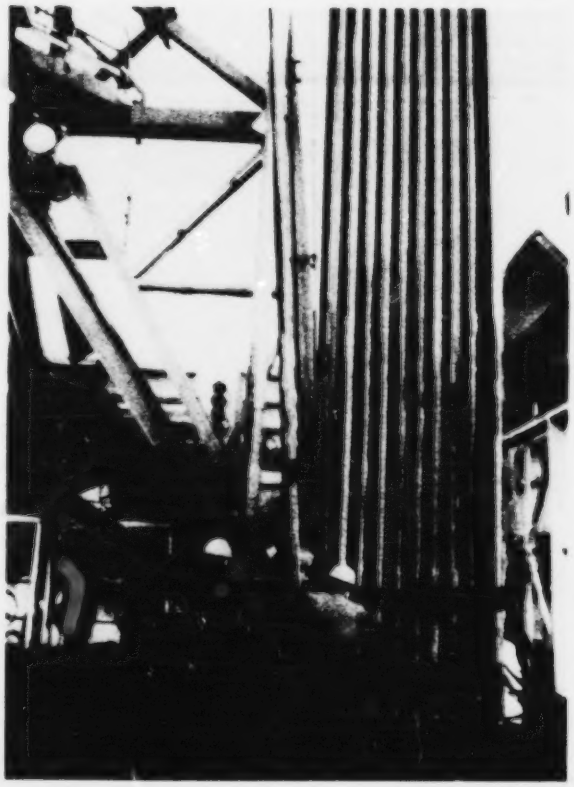


TABLE 3
Offshore Activity

Activity	To end of 1985	Jan. 1 to March 31/86
Wells spudded	117	3
Wells terminated	114	3
Metres drilled	388,897	8,579
Seismic shot (km)	504,219	1,630

TABLE 4
Significant Discoveries Offshore Newfoundland and Labrador

Well Name	Location	Operator	Termination Date	Hydrocarbons
Bjarni H-81 Eastcan et al	Labrador Shelf	Eastcan Exploration Ltd.	73-10-14	Gas & condensate
Gudrid H-55 Eastcan et al	Labrador Shelf	Eastcan Exploration Ltd.	74-10-03	Gas & condensate
Snorri J-90 Eastcan et al	Labrador Shelf	Eastcan Exploration Ltd.	75-10-10	Gas & condensate
Hopedale E-33 Chevron et al	Labrador Shelf	Chevron Standard Ltd.	78-10-01	Gas & condensate
Hibernia P-15 Chevron et al	North Grand Banks	Chevron Standard Ltd.	80-01-07	Oil
Ben Nevis I-45 Mobil et al	North Grand Banks	Mobil Oil Canada, Ltd.	80-09-10	Oil
South Tempest G-88 Mobil et al	North Grand Banks	Mobil Oil Canada, Ltd.	81-04-28	Oil & gas
Hebron I-13 Mobi et al	North Grand Banks	Mobil Oil Canada, Ltd.	81-09-13	Oil
North Bjarni F-06 Petro-Canada et al	Labrador Shelf	Petro-Canada Exploration Inc.	81-10-06	Gas & condensate
Nautilus C-92 Mobil et al	North Grand Banks	Mobil Oil Canada, Ltd.	82-07-16	Oil
North Dana I-43 Mobil et al	North Grand Banks	Mobil Oil Canada, Ltd.	84-01-07	Gas & condensate
Terra Nova K-08 Petro-Canada et al	North Grand Banks	Petro-Canada Inc.	84-06-11	Oil
Trave E-87 Husky-Bow Valley et al	North Grand Banks	Husky Oil Operations Ltd.	84-06-26	Gas & condensate
South Mara C-13 Mobil et al	North Grand Banks	Mobil Oil Canada, Ltd.	84-10-19	Oil & gas
Whiterose N-22 Husky-Bow Valley et al	North Grand Banks	Husky Oil Operations Ltd.	85-01-05	Oil & gas
Mara M-54 Mobil et al	North Grand Banks	Mobil Oil Canada, Ltd.	85-05-14	Oil
West Ben Nevis B-75 Petro-Canada et al	North Grand Banks	Petro-Canada Inc.	85-07-18	Oil
North Ben Nevis P-93 Husky-Bow Valley et al	North Grand Banks	Husky Oil Operations Ltd.	85-11-01	Oil & gas

1986 Exploration Activity

On January 1, 1986, three wells, Panther P-52, Whiterose L-61 and Terra Nova I-97, were being drilled by two operators, Husky-Bow Valley and Petro-Canada.

Since January 1, the Board has issued one Drilling Program Approval and authorities to drill for a further four wells, three of which had been spudded by the end of March.

One testing program was carried out during the time period covered by this report. The Petro-Canada et al Terra Nova I-97 well, the third delineation well in the Terra Nova oil field, which was discovered in 1984. A production test flowed 33° API oil at 790m^3/day.

FIGURE 5
Drilling Activity Offshore Newfoundland

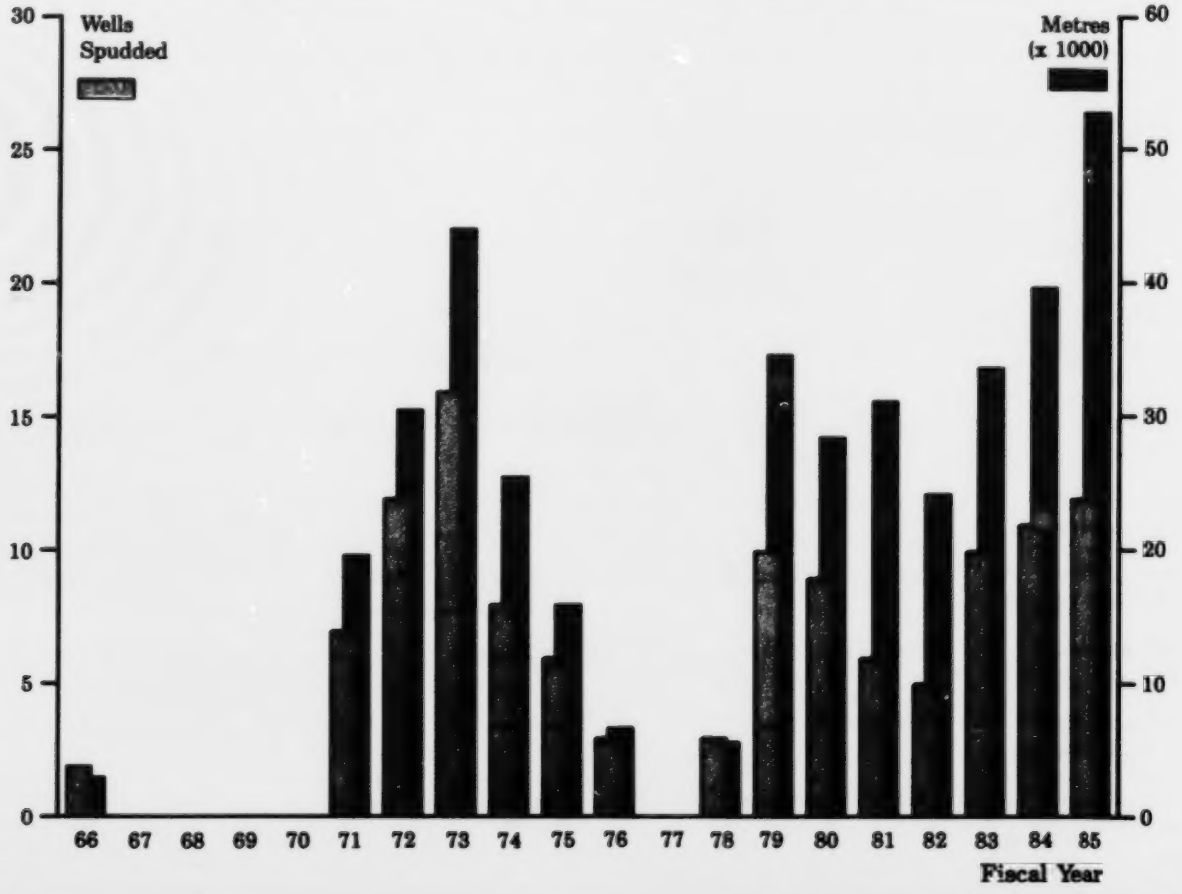


TABLE 5
Drilling Activity: January — March, 1986

Well Name	Latitude, Longitude	Drilling Unit	Spudded or Re-entered Suspended or Terminated	Status March 31/86	Total Depth (m)
Whiterose L-61 (Whiterose Delineation) Husky-Bow Valley et al	46°50'35"N 48°10'28"W	Bow Drill II	85-12-18 86-03-26	Suspended	3340
Panther P-52 Husky-Bow Valley et al	47°01'53"N 47°37'44"W	Bow Drill III	85-01-10 Suspended 85-01-22 Re-entered 85-11-06 86-01-30	Plugged & Abandoned	4203
Terra Nova I-97 (Terra Nova Delineation) Petro-Canada et al	46°26'44"N 48°28'49"W	Vinland	85-11-26 86-02-27	Suspended Oil Well	3465
North Ben Nevis M-61 (North Ben Nevis Delineation) Husky-Bow Valley et al	46°40'53"N 48°25'18"W	Sedco 710	86-01-09 86-03-31	Suspended	3250
Mara E-30 Gulf et al	46°39'30"N 48°34'29"W	Bow Drill I	86-01-13 86-02-15	Plugged & Abandoned	2100
Fortune G-57 Husky-Bow Valley et al	46°36'19"N 48°08'02"W	Bow Drill III	86-02-05	Drilling	2268

Operational, Occupational and Environmental Safety

A fundamental responsibility of the Board is to ensure that the offshore exploration effort is conducted safely. The comprehensive drilling approval process described earlier, supported by reports from the operator and regular inspection by Board personnel, ensures that proper attention is paid by the operators to the safety aspects of all operations.

Fenco Newfoundland Ltd.

Husky-Bow Valley's *Placentia Bay* using a water cannon to change the direction of drift of an iceberg.

Reporting

A key component in regulating the activities of an industry whose operating locations are several hundred miles at sea is a system of regular reporting. Because of the commercially sensitive nature of much of the information contained in some of these reports, the Board is required by law to maintain their confidentiality for specific periods of time.

Detailed daily reports are required on the activities on each rig. These reports provide information on all operational aspects of the program. They report on the activities of the previous 24 hours and outline the plans for the next 24 hours. A daily geological report is also required which provides information on the cuttings and cores. In addition the Board requires reporting of all significant events that result in or have the potential to cause personal injury and/or equipment damage.

Technical reports and data on cores, tests, hydrocarbon shows, logs and drilling information are filed with the Board during the course of drilling. A full report on each well is provided to the Board after drilling is complete.

Inspection

In order to monitor the operator's compliance with the Board's requirements, periodic inspections of the drilling units and the operations are conducted by Board personnel. In addition to these routine inspections, other checks are frequently made to observe certain critical operations, such as setting casing or formation testing.

Inspections are also carried out on the Board's behalf by other government agencies. An understanding with Canada Coast Guard (CCG) was reached where CCG inspects and issues on behalf of the Board letters certifying compliance with national standards by foreign mobile offshore drilling units (MODUs) entering Newfoundland waters. CCG also inspects and certifies the fitness of Canadian flag MODUs, supply vessels and rescue equipment.

Environmental Forecasting and Monitoring

It is a requirement of the Board that the operators obtain frequent site-specific forecasts of both weather and sea conditions for the areas of their operations. This service is provided by private contractors while aviation weather forecasts are prepared by Environment Canada's Atmospheric Environment Service (AES).

The location of pack ice and icebergs is monitored by the operators and AES and information is supplied to the Board. The operator is also responsible for measuring and recording information related to waves, currents and other oceanographic parameters at the drilling sites. In addition to providing valuable data for scientific research, this environmental monitoring program provides critical information for the design of future production facilities.

The incursion of pack ice into the drilling area resulted in 38.1 days lost time being reported during the first quarter of 1986 and a further 13.6 days were lost due to adverse weather conditions. The total accumulated active rig time during the period was 398 days.

Emergency Response Planning

One of the elements required for the issuance of a Drilling Program Approval is an acceptable contingency plan in which the operator outlines response plans to emergencies which may occur during the drilling program. Such emergencies include injury to personnel, fire, loss of well control, loss of support craft or helicopter, damage to rig, encroachment of ice or unauthorized vessels, and oil spills.

In order to deal with such events, the operators have entered into agreements for the pooling of resources and information. In the case of a multi-operator alert, all operators in the area place their personnel and their contractors' personnel and equipment on standby to provide assistance to the operator with responsibility for dealing with the event.

An industry-funded flight following centre is operational whenever aircraft are being used. The controller monitors the location of all industry aircraft, vessels, and drilling units through a computerized tracking system and is thus able to identify immediately the location of resources available to respond to an aircraft emergency.

When two or more drilling units are located in close proximity during the drilling season, the operators are required to develop a joint ice management system. This arrangement provides for the pooling of resources for reconnaissance and iceberg towing, and a co-ordinated approach to the storage and distribution of ice information.

In addition, all offshore operators are required to participate in the East Coast Spill Response Association (ESRA), an oil spill response co-operative which provides a stockpile of oil spill countermeasure equipment, as well as a nucleus of trained personnel, to deal with potential spills.

Environmental Protection

The Board requires that offshore activities proceed in an environmentally responsible manner. Accordingly, the Board ensures during the Drilling Program Approval process that operators are aware of biologically sensitive regions near proposed areas of exploration or production. Plans for the use of chemical additives in drilling fluids, and waste management require prior approval and operations are carefully monitored.

The Board requires that the most current environmental standards are applied in regulating offshore operations through regular liaison with industry and appropriate federal and provincial agencies. In addition, the progress of ongoing research programs is carefully monitored, most notably through participation in the management of the Environmental Studies Revolving Fund (ESRF).

Safety-Related Research

The loss of the *Ocean Ranger* in 1982 prompted both industry and government to seek new and safer ways to evacuate personnel from drilling units under adverse conditions.

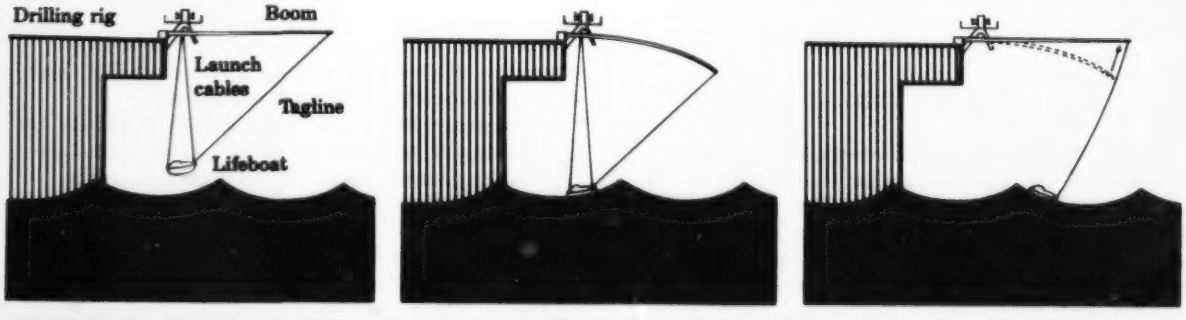
Full scale testing of one concept, the Preferred Orientation and Displacement (PROD) system, was successfully carried out on the Grand Banks during the past few months. The project was jointly sponsored by government and industry under project management provided by staff of the Husky-Bow Valley East Coast Project.

The PROD system was designed to address the fundamental problems of ensuring that the lifeboat clears the rig's structure during lowering and, that, once in the water, it is not forced back against the rig by wind and waves. The system involves a flexible boom and 'tagline' which allow the lifeboat to be lowered diagonally and pulled through the water and away from the rig. Once the lifeboat has travelled beyond the reach of the boom, the tagline connection is automatically released.

A system has also been tested to facilitate recovery of lifeboats by supply vessels. Other concepts for rig evacuation systems are in various stages of investigation by the industry and the Board is maintaining an active interest to ensure that as improved methods are developed they may be implemented.

The efforts of industry and government in developing and testing the PROD system and other systems are considered by the Board to be a valuable contribution to offshore safety.

FIGURE 6
PROD System Operation



Canada/Newfoundland Benefits

One of the fundamental objectives of the Atlantic Accord was to provide a joint federal-provincial management regime to optimize the social and economic benefits to Canada in general, and to Newfoundand and Labrador in particular, from offshore development.

Clause 51 of the Atlantic Accord requires that a benefits plan be approved by the Board before the start of any work program for exploration or field development. This plan must meet the Board's requirements for the employment of Canadians and, in particular, members of the provincial labour force and for providing companies in Newfoundland and other parts of Canada with a full and fair opportunity to participate in the supply of goods and services used in that work or activity.

Following discussions with industry, NLPD, COGLA and the provincial Department of Development and Tourism, the Board has issued a document, 'Guidelines for Benefits Plan Approval and Reporting Requirements for Exploration Activities in the Newfoundland Offshore Area.' The document reflects the reporting and monitoring objectives of the various parties and covers three principal areas; (a) the Benefits Statement of Principles and Procedures, (b) the Format for Benefits Plans, and (c) the Benefits Reporting Requirements. Prospective operators must agree to comply with these requirements in order to obtain the necessary Authority to Drill a Well (ADW).

All companies engaged in petroleum activities on Frontier Lands offshore Newfoundland are required to follow the principles outlined in the above mentioned document and agree to these principles by recording them in the company's Benefits Plan submission. The key principles are:

1. Industrial Benefits.
The company must commit to the principle of obtaining its goods and services on a fair and competitive basis. The company is required to support and encourage the development of Canadian industry by providing potential suppliers with full and fair opportunity for work associated with the program on the basis of best value, competitiveness and benefits to Newfoundland and Labrador and the rest of Canada and by providing relevant information to the supply community. Within the context of its general procurement policy, first consideration must be given to services provided from within Newfoundland and to goods manufactured in Newfoundland where those services and goods are competitive in terms of fair market price, quality and delivery.

Hydrospace Marine Services; Eric Stephenson reconditioning the arm of one of the company's underwater Remotely Operated Vehicles.

2. Employment
The company must commit to the principle of providing fair and equal employment and training opportunities consistent with the *Canadian Charter of Rights and Freedoms*. This commitment will promote fairness in work opportunities and employment equity. Within the context of the company's general hiring policy, Newfoundland residents must be given first consideration for training and employment.

3. Socio-Economic Issues
The company must commit to providing appropriate information concerning its exploration or production programs to concerned individuals, groups and communities in Newfoundland. Exchanging relevant information in a timely fashion will enable the company to assess the potential local economic and employment opportunities and the impact on community infrastructure and lifestyles.

1985 Benefits

The 1985 exploration drilling programs offshore Newfoundland have produced substantial benefits to Canada and to the Province. For the calendar year, a total of 1,902 rig operating days were reported. Expenditures totalled $644,673,000, with the Canadian share of these expenditures reaching an estimated 80%.

There was substantial employment generated from exploration programs in 1985 with direct employment estimated at 17,294 workmonths, of which 95.2% was provided by Canadians.

FIGURE 7
Total Expenditures

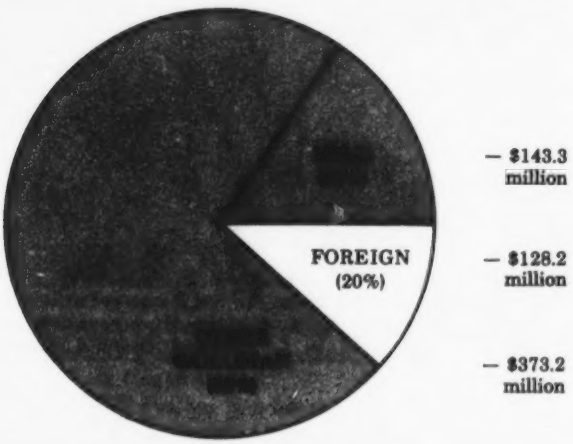
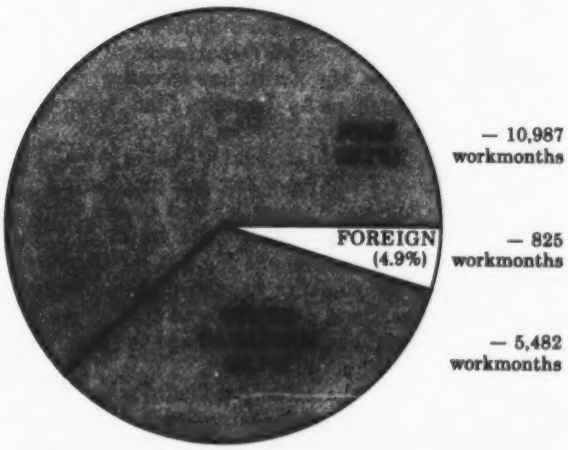


FIGURE 8
Workmonths of Employment



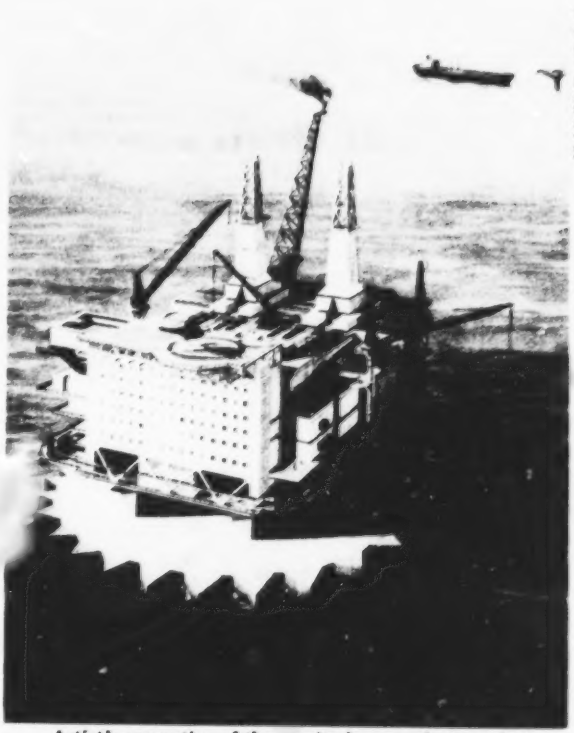
The Hibernia Development Project

In 1979, a testing program in the Hibernia P-15 well on the Grand Banks produced oil flow rates of 420m^3/day from one zone and 189m^3/day from another. The subsequent drilling of nine delineation wells confirmed Hibernia as Newfoundland and Labrador's first major offshore oil discovery. The Proponent (Mobil Oil Canada Ltd. and its four partners: Gulf Canada Corporation, Petro-Canada Inc., Chevron Canada Resources Limited, and Columbia Gas Development of Canada Ltd.) commenced plans to bring the field into production.

The Hibernia field is located approximately 315 kilometres south-east of St. John's and consists of two complex, faulted reservoirs, the Avalon and Hibernia, from which Mobil estimates approximately 83 x 10^6 m^3 of oil are recoverable. In the development plan for Hibernia, the Proponent proposes to utilize a concrete gravity base structure designed to withstand iceberg impact. The production facility would have a design production of 28 x 10^3 m^3 per day with an anticipated annual average production of 17.5 x 10^3 m^3 per day.

On May 15, 1985 the Proponent filed an Environmental Impact Statement (EIS) with the federal and provincial governments. This submission was a statement of the anticipated environmental and socio-economic impacts of both the floating and gravity base production systems which were then being considered. Several months later, the governments appointed a six-member panel, the Hibernia Environmental Assessment Panel, to conduct a public review of the EIS and to issue a report on their findings and recommendations. The Panel held information sessions in June and public hearings in October, and released its report on January 14, 1986.

In mid-August 1985, the Proponent announced that the gravity base system was the preferred development option. On September 15, the Proponent filed with the federal and provincial governments two documents pertaining to the development of Hibernia. The Hibernia Development Plan is a detailed technical description of the project while the Hibernia Benefits Plan is a description of the anticipated benefits to the Canadian and Newfoundland economies.



Mobil Oil Canada Ltd.

Artist's conception of the gravity base production platform proposed for the Hibernia oil field development.

COGLA and NLPD began an evaluation of these plans in September and this work was of great assistance to the Board when, shortly after its appointment, it received the Plans for review and decision. In carrying out this task, the Board reviewed the evaluations of COGLA and NLPD and considered the recommendations of the Hibernia Environmental Assessment Panel. The Board's Decision Report regarding approval of the Development and Benefits Plans will be completed shortly and is scheduled to be released on June 24, 1986.

Financial Statements

A MEMBER OF ARTHUR YOUNG INTERNATIONAL

Clarkson Gordon

Chartered Accountants
66 Kenmount Road
P.O. Box 8951 P. Stn. A
St. John's, NFLD
Canada A1B 3R9
Telephone (709) 726-2840
Telex 016-3330

AUDITORS' REPORT

To the Members of Canada - Newfoundland
Offshore Petroleum Board:

We have examined the balance sheet of the Canada - Newfoundland Offshore Petroleum Board as at March 31, 1986 and the statement of revenue and expenditure for the period then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Board as at March 31, 1986 and the results of its operations for the period then ended, in accordance with accounting principles as described in note 2 to the financial statements.

Clarkson Gordon

St. John's, Newfoundland,
May 8, 1986.

Chartered Accountants

Financial Statements

Balance Sheet
March 31, 1986
(see accompanying notes)

Assets

Current:

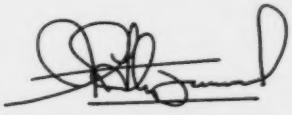
Investments (note 3)	$401,255
Accounts receivable	1,497
	$402,752

Liabilities

Current:

Bank overdraft	$110,046
Accounts payable and accrued liabilities	292,706
	$402,752

On behalf of the Board:



J.G. Fitzgerald
Member

Janet C. Gardiner
Member

Notes to Financial Statements
March 31, 1986

1. Purpose of organization

The Canada — Newfoundland Offshore Petroleum Board was formed in 1985 to administer the revelant provisions of the Canada — Newfoundland Atlantic Accord Implementation Acts to be enacted by the Parliament of Canada and the Legislature of Newfoundland and Labrador. The board is funded by equal contributions from both the Provincial and Federal governments.

2. Significant accounting policies

The Board follows accounting principles which are considered appropriate for an organization of this type, the most significant of which are as follows:

Fixed assets — The costs of vehicles, office furniture and equipment are charged to operations in the year of acquisition.

All other accounting policies are in accordance with generally accepted accounting principles.

Statement of Revenue and Expenditure
For the four months ended March 31, 1986

(See accompanying notes)

Revenue:	Operating grants —		
	Government of Canada		$561,489
	Government of Newfoundland and Labrador		561,489
			1,112,978
	Interest		14,651
		Total revenue	1,137,629
Expenditure:	Personnel		661,763
	Travel		62,128
	Premises		82,421
	Fixed assets		195,971
	General		135,346
		Total expenditures	1,137,629
	Excess of revenue over expenditure		$ Nil

Notes to Financial Statements
March 31, 1986 (continued)

3. Investments

Investments consist of the following:

Term deposit, interest at 8.75% per annum, due April, 1986	$200,000
Treasury bill, discounted to yield 9% per annum at maturity in April, 1986	201,255
	$401,255

4. Commitment

The Board is committed under terms of a premises lease to make annual rental payments of approximately $340,000 to March, 1988.

5. Tax-exempt status

The Board is a non-profit organization and hence is exempt from income tax.

Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board

Board Members

J.E. (Ted) Baugh, P.Eng.	Chairman/Chief Executive Officer
J.G. Fitzgerald, P.Eng.	Vice-Chairman
D. Henao	Vice-Chairman
William J. Deyell, P. Eng.	Board Member
Janet C. Gardiner, C.A.	Board Member
G. Ross Peters, P.Eng.	Board Member
John J. Zwolinski	Board Member

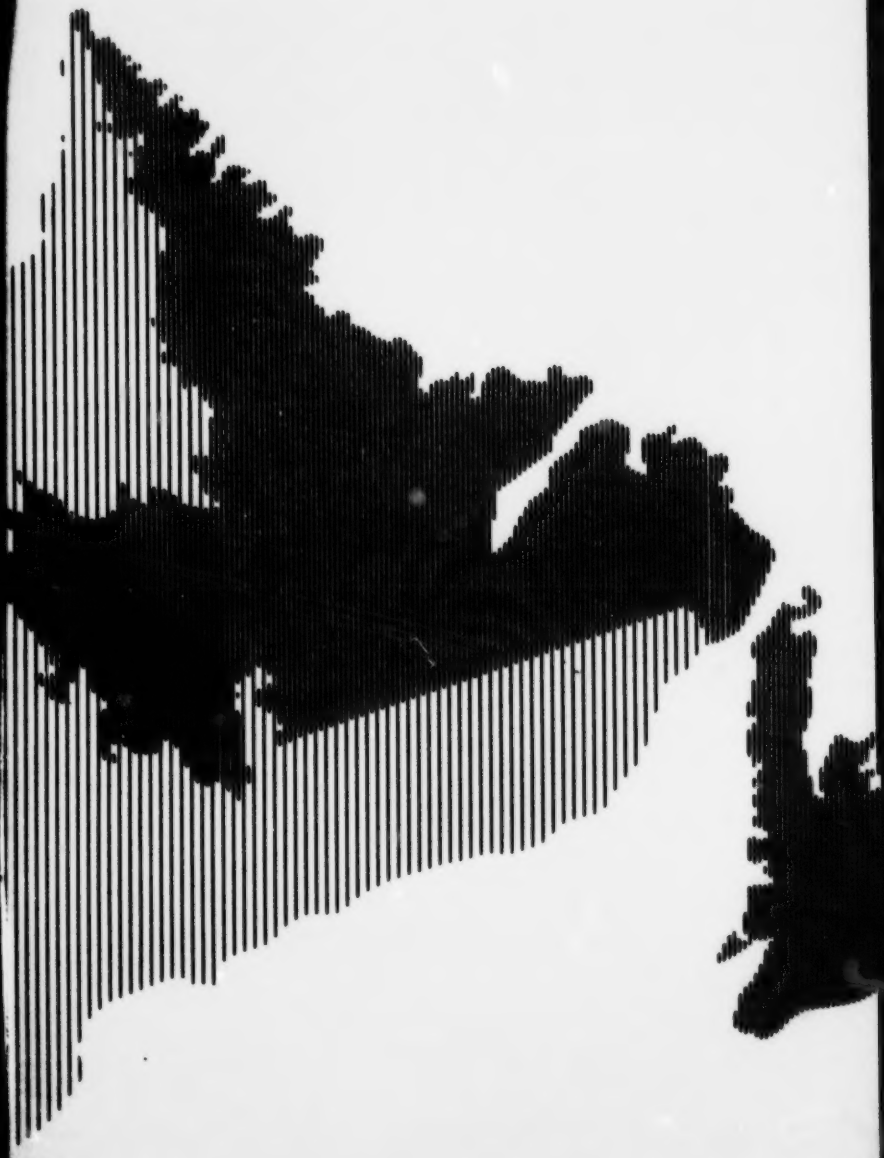
Senior Staff

F.A. (Fred) Allen	Land 709-778-1427
D.H. Brannen	Administration 709-778-1464
W.B. (Bill) Hickey	Public Affairs 709-778-1446
Brian Jonasson, P.Eng.	Operations 709-778-1413
E.F. (Ted) O'Keefe, P.Eng.	Canada/Nfld. Benefits 709-778-1441
Brian Power, P. Eng.	Environmental Affairs 709-778-1402
D.F. Sherwin, P.Eng	Exploration 709-778-1419
Angus Taylor, LL.B.	Legal Services 709-778-1447

CANADA–TERRE-NEUVE

L'OFFICE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

Rapport Annuel 1985-1986



Rapport Annuel 1985-1986

CANADA–TERRE-NEUVE
L'OFFICE DES
HYDROCARBURES
EXTRACÔTIERS

Le 18 juin, 1986

L'honorable Pat Carney
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Gouvernement du Canada

L'honorable William Marshall
Ministre responsable de l'Énergie
Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador

Madame et Monsieur les Ministres,

Conformément aux dispositions de la législation régissant l'application de l'Accord atlantique, nous, membres de l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, sommes heureux de présenter le rapport annuel ainsi que les états financiers de l'Office pour l'exercice financier ayant pris fin le 31 mars 1986.

Veuillez agréer, Madame et Monsieur les Ministres, les assurances de notre haute considération.

J.E. (Ted) Baugh, ing.
Le président

J.G. Fitzgerald, ing.
Le vice-président

D. Henao
Le vice-président

William J. Deyell, ing.
Membre

Janet C. Gardiner, C.A.
Membre

G. Ross Peters, ing.
Membre

John J. Zwolinski
Membre

Fifth Floor, TD Place, 140 Water Street, St. John's, Newfoundland, Canada A1C 6H6
Telephone (709) 778-1400 Telecopier (709) 778-1473 Telex 016-4031

Table des matières

1 Rapport du président et premier dirigeant

2 L'Office

4 Gestion des terres

10 Activités de prospection

14 Sécurité des opérations et de l'environnement

17 Retombées économiques pour le Canada et pour Terre-Neuve

19 Projet de mise en valeur d'Hibernia

21 États financiers

Rapport du Président et Premier Dirigeant

J'ai l'agréable devoir de faire rapport au gouvernement du Canada et au gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador de la première année partielle d'activité de l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers. Ce rapport couvre la période allant du 1er décembre 1985, moment où les premiers membres de l'Office ont été nommés, au 31 mars 1986, la fin de l'exercice financier de l'Office.

Je tiens à souligner l'esprit de collaboration exemplaire dont ont fait preuve l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) et la Direction générale du pétrole de Terre-Neuve et du Labrador lorsqu'elles se sont déchargées de leurs responsabilités en matière de gestion des ressources offshore en faveur de l'Office. Cette attitude et aussi le fait que certains membres du personnel de l'Office avaient déjà été au service de l'APGTC ou de la Direction générale du pétrole ont permis à l'Office d'assumer la relève en un temps relativement court.

Les premières tâches de l'Office ont été d'ordre organisationnel et administratif. Il lui a notamment fallu trouver des locaux pour aménager ses bureaux à St. John's. Tout cet aspect de son activité est maintenant à peu près achevé et l'Office fonctionne normalement.

Au cours des premières semaines de 1986, l'Office a entrepris l'examen et l'étude du programme de mise en valeur d'Hibernia et du programme des retombées économiques d'Hibernia présentés en septembre 1985 par un groupe de sociétés pour lesquelles Mobil Oil Canada Inc. fait office d'exploitant. Mobil estime qu'Hibernia recèle plus de 500 000 000 de barils de pétrole de haute qualité en réserves récupérables, auxquels pourraient s'ajouter des réserves supplémentaires considérables si la conjoncture économique le permet. Le démarrage de la production requerra un important investissement étalé sur une période de six ans, investissement qui proviendra pour une bonne part de Terre-Neuve et d'autres endroits du Canada. L'Office consacre beaucoup d'énergie à la rédaction du rapport faisant état de sa décision au sujet du plan de mise en valeur d'Hibernia (les aspects techniques) et du plan des retombées economiques d'Hibernia (les aspects du projet qui concernent l'emploi et le développement industriel).

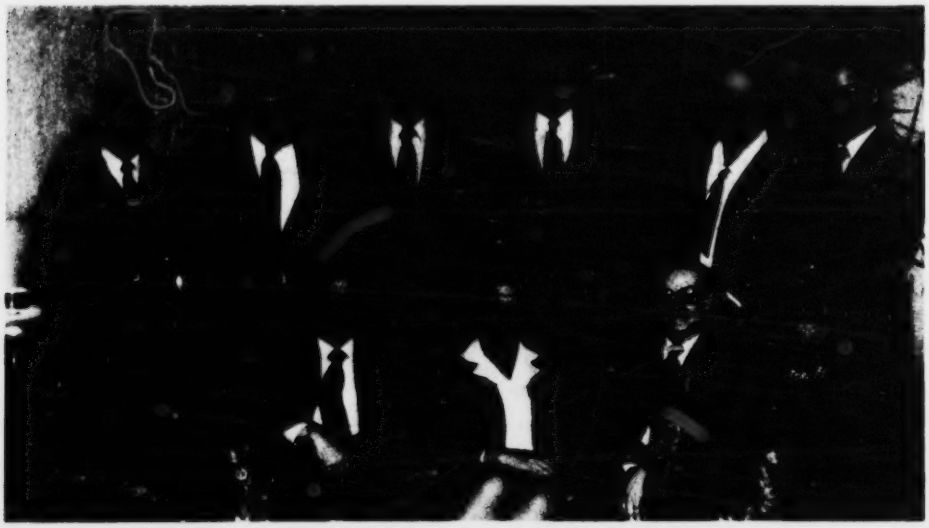
L'Office a entrepris ses activités à une époque où l'industrie pétrolière entrait dans une ère d'incertitude économique attribuable à l'effondrement rapide des prix mondiaux du pétrole. La gravité de la situation ressort nettement des rapports annuels présentés aux actionnaires des sociétés pétrolières actives au Canada. Cette situation et d'autres facteurs, comme la suppression graduelle du Programme d'encouragement du secteur pétrolier, auront probablement pour effet de tempérer l'activité d'exploration au large de Terre-Neuve à court terme.

Dans l'exercice de ses fonctions de réglementation, l'Office entend poursuivre une politique de justice dans ses jugements, de promptitude dans ses réactions et de professionalisme dans sa façon d'aborder les enjeux. Par ailleurs, l'Office ne perd jamais de vue l'importance mise par l'Accord atlantique sur la maximalisation des retombées au titre du développement industriel et de l'emploi pour Terre-Neuve et le Canada. L'Office poursuivra également une politique de discussion préalable avec l'industrie pétrolière sur toutes les mesures susceptibles d'influer sur les activités de cette dernière. L'Office tiens à souligner que, pendant la première période des opérations, l'industrie a démontré une esprit de collaboration admirable en satisfaisant les exigences de l'Office.

Nous décrivons ci-après les principales activités de l'Office au cours de sa première année d'existence. Conformément à l'Accord atlantique et à la législation qui en régit l'application, nous joignons les états financiers de l'Office ainsi que le rapport des vérificateurs pour la période qui a pris fin le 31 mars 1986.

Le président et premier dirigeant
J.E. (Ted) Baugh

L'Office



Assis: (G-D): l'honorable William Marshall (ministre provincial responsable de l'Énergie), l'honorable Pat Carney (ministre fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources), J.E. (Ted) Baugh
Debout: (G-D): Diego Henao, John J. Zwolinski, William J. Deyell, J.G. Fitzgerald, Janet C. Gardiner, G. Ross Peters.

L'Office Canada — Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a été mis sur pied en vertu de l'Accord atlantique, une entente conclue entre le gouvernement du Canada et celui de Terre-Neuve et du Labrador et qui créait un régime de gestion conjointe des ressources pétrolières au large de Terre-Neuve et du Labrador. L'Office est l'organisme gouvernemental qui est comptable de la gestion de ces ressources. L'Accord a été signé le 11 février 1985 et les deux gouvernements (fédéral et provincial) ont présenté des lois visant à en régir l'application, soit respectivement le projet de loi C-94 et le projet de loi N° 59 (qui allait par la suite devenir le projet de loi N° 1).

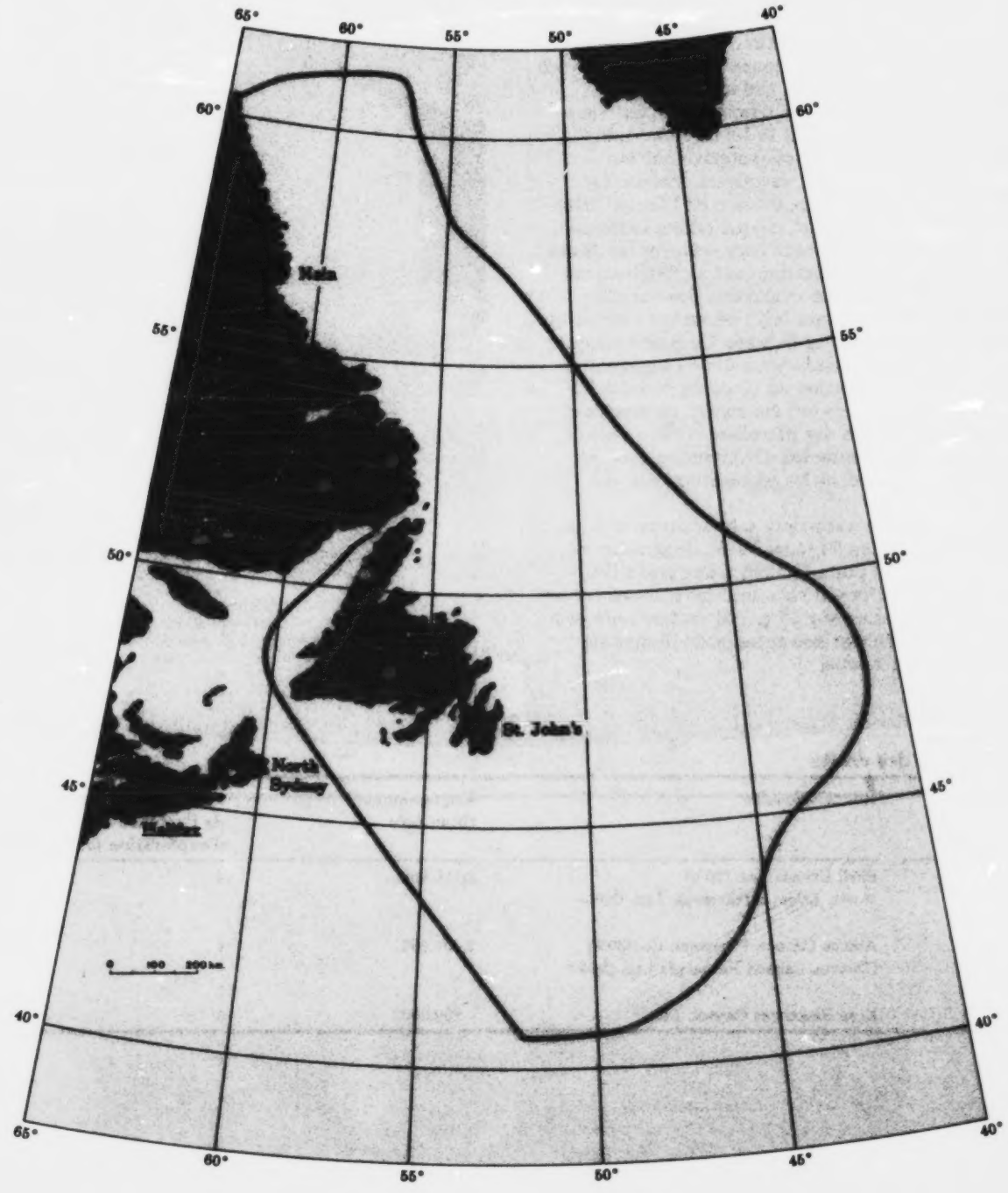
Aux termes de la législation d'application, l'Office se voit conférer la responsabilité globale de la gestion de l'exploration et de la mise en valeur des ressources extracôtières de Terre-Neuve et du Labrador. Il est plus précisément comptable de la délivrance et de l'administration des droits d'exploration et de production pétrolières et gazières sur les terres extracôtières, de l'administration de toutes les activités poursuivies dans le but de mettre en valeur les ressources pétrolières découvertes sur les terres en question et de la perception de redevances sur les recettes réalisées à l'étape de la production. Dans ce contexte, les fonctions administratives de l'Office consistent à conclure des ententes d'exploration, à approuver et à surveiller les programmes de forage, à veiller à ce que les travaux se déroulent dans le respect de la sécurité des travailleurs et de l'environnement, à négocier les retombées économiques pour le Canada et Terre-Neuve et à approuver et à superviser les plans de mise en valeur et de production.

Dans certains domaines fondamentaux, les décisions de l'Office sont susceptibles de faire l'objet de l'examen du ministre fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources et du ministre provincial responsable de l'Énergie, par l'intermédiaire desquels l'Office répond aux deux gouvernements. Il est également prévu que les deux Ministres indiquent à l'Office l'orientation de ses politiques sur certains enjeux clés, comme les retombées sur le plan du dévelopement industriel et de la création d'emplois, les examens publics et les décisions touchant le rythme et le mode de prospection et de mise en valeur.

L'Office compte sept membres. Chacun des gouvernements en nomme trois; quant au septième, le président, il est nommé conjointement par les deux. Le président et les deux vice-présidents sont à l'oeuvre à plein temps et ils s'occupent des affaires courantes de l'Office. J.E. Baugh a été nommé président et premier dirigeant et J.G. Fitzgerald et D. Henao ont été nommés vice-présidents; ils entraient en fonction le 1er décembre 1985. Les quatre autres membres, William J. Deyell, Janet C. Gardiner, G. Ross Peters et John J. Zwolinski ont été nommés le 27 janvier 1986. Toutes les nominations sont le fruit de la concertation des ministres fédéral et provincial de l'Énergie.

Le 6 janvier 1986, l'Office a pris à son compte la responsabilité de la réglementation du secteur extracôtier de Terre-Neuve et du Labrador qui incombait jusque-là à l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et à la Direction générale du pétrole de Terre-Neuve et du Labrador.

FIGURE 1
Périmètre Approximatif des terres qui relèvent de la compétence de l'Office



Gestion des Terres

Appel d'offres

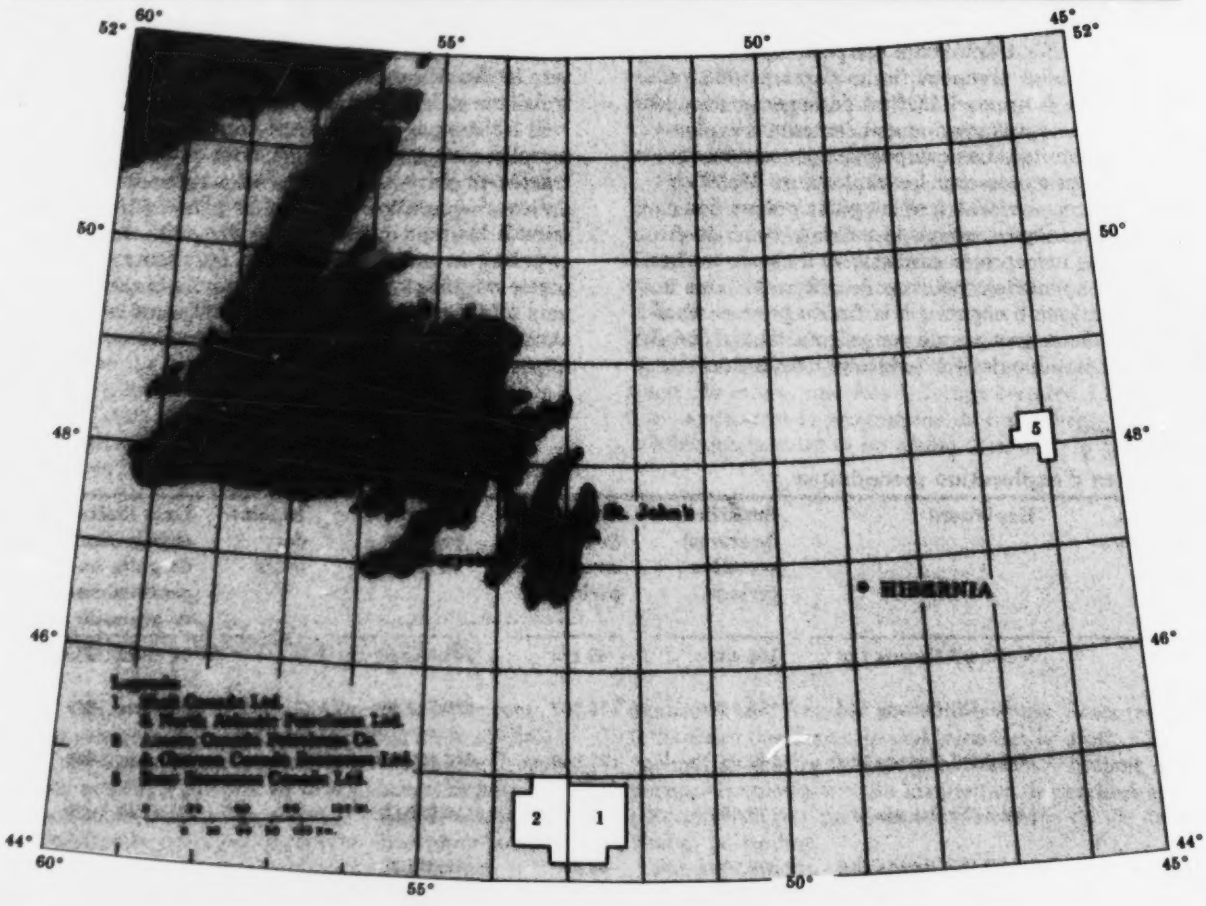
Sur les 166,000,000 hectares de terres qui relèvent de la compétence de l'Office au large de Terre-Neuve et du Labrador, 11,292,879 hectares étaient frappés de droits d'exploration qui étaient entre les mains de 10 compagnies quand l'Office est entré en activité le 6 janvier 1986. Ces droits étaient incarnés dans 39 ententes d'exploration qui viendront toutes à échéance à la fin de 1988. Les conditions originales de ces ententes ont été négociées en s'appuyant sur divers critères. La législation régissant l'application de l'Accord atlantique porte qu'un seul et unique critère uniforme sera appliqué dans l'avenir pour octroyer les droits sur les terres. C'est ce critère qui a effectivement guidé l'Office dans son évaluation des résultats d'un appel d'offres lancé le 28 décembre 1985 et qui concernait six parcelles de terre. Ce critère unique, c'était le montant que le promoteur s'engageait à consacrer à l'exploration au cours du mandat initial. Des soumissions ont été reçues, et acceptées dans le cas de trois des parcelles; l'Office négocie actuellement des ententes d'exploration avec les soumissionnaires dont les propositions ont été retenues.

Si le titulaire a commencé à forer un puits d'exploration au moins 90 jours avant l'expiration de l'entente, et si le puits est foré à une profondeur acceptable à l'Office, il sera autorisé à conserver les droits d'exploration sur 50 p. 100 du territoire pendant les trois années suivantes, sous réserve de verser un loyer annuel.

TABLE 1
Lancement des droits

Parcelle	Soumissionaire	Engagement financière	Période de validité de l'entente d'exploration (ans)
1	Shell Canada Ltd. (80%) North Atlantic Petroleum Ltd. (20%)	2,150,000.	4
2	Amoco Canada Petroleum Co. (80%) Chevron Canada Resources Ltd. (20%)	2,401,367.	4
5	Esso Resources Canada Ltd.	200,000.	5

FIGURE 2
Lancement des droits



Ententes d'exploration reconduites

La durée de six ententes d'exploration qui devaient venir à échéance à différents moments à la fin de 1985 et au début de 1986 a été prolongée de manière qu'elles prennent fin le 31 mars 1986, ce qui donnait le temps à l'Office de négocier avec les titulaires un deuxième mandat (entente d'exploration 'reconduite'). Les compagnies concernées, qui étaient représentées par les exploitants Mobil et Petro-Canada, avaient foré les puits prévus dans l'entente de départ, ce qui la validait d'emblée et rendait les entreprises admissibles à conserver les droits d'exploration, pour un deuxième mandat à des conditions à négocier à la fin du premier mandat. Les deux groupes de compagnies ont choisi de réduire l'étendue de leur territoire d'évolution et convenu de verser des loyers sur le reste. Le montant des loyers fixé aux termes des ententes était de 2,50 $ l'hectare la première année, de 5 $ l'hectare la deuxième année et de 7,50 $ l'hectare la troisième et la quatrième années.

Si les compagnies exercent toutes leurs options et remplissent tous les engagements qu'elles ont contractés en matière de forage, elles conserveront les droits d'exploration jusqu'au 31 mars 1990. Pour ce faire, il faudrait qu'elles forent dix puits. Les compagnies peuvent se dessaisir en tout temps d'une partie ou de la totalité de la terre. La terre retournera à la Couronne le 31 mars 1990, sauf celle où auraient été faites d'éventuelles découvertes importantes.

TABLE 2
Ententes d'exploration reconduites

Entente d'exploration	Exploitant	Superficie (hectares) première période	Superficie (hectares) deuxième période	Loyer premier an ($)	Nombre de puits	Date limite pour engagement de puits on cautionnement de garantie
194	Mobil Oil Canada Ltd.	105,432	88,125	220,312.50	2	31 mars, 1988
196	Mobil Oil Canada Ltd.	132,307	132,307	330,767.50	2	31 mars, 1988
197	Mobil Oil Canada Ltd.	133,937	125,840	314,600.00	2	31 mars, 1988
198	Mobil Oil Canada Ltd.	173,635	44,208	110,520.00	1	31 mars, 1989
200	Mobil Oil Canada Ltd.	204,700	24,933	62,332.50	1	31 mars, 1989
208	Petro-Canada Inc.	102,973	39,896	99,740.00	2	31 mars, 1988

Ententes d'exploration abandonnées

Les ententes d'exploration N^{os} 176, 177 et 178, contractées avec BP Resources Ltd. et al, ont expiré le 5 mars 1986. Il avait été convenu en 1985 que le titulaire devait déposer, le 5 mars 1986, 5 000 000 $ pour l'entente N° 176 et autant pour l'entente N° 178 à titre de cautionnement de garantie si nul puits d'exploration n'avait été commencé aux termes des deux ententes. Le titulaire a choisi de ne pas commencer le forage et de ne pas non plus verser de cautionnement de garantie, de sorte que les ententes d'exploration ont expiré et les terres concernées sont retournées à la Couronne. Au cours du mandat d'origine, l'entente d'exploration N° 177 avait été validée par le forage d'un puits, le puis Baie Verte J-57 de BP et al. Toutefois, les négociations entre l'Office et le titulaire n'ont pas abouti à la reconduction de l'entente et la terre a été retournée à la Couronne.

L'entente d'exploration N° 242, contractée avec Texaco Canada Resources Ltd., a expiré le 5 mars 1986. Texaco devait, pour fins de validation au cours du premier mandat, forer un puits. Son choix de ne pas forer le puits a fait que la terre est retournée à la Couronne.

Approbations de programmes de forage

Avant de se lancer dans un programme de prospection géophysique, l'exploitant doit obtenir l'approbation de l'Office; si ce programme aboutit à un programme de forage, d'autres autorisations sont requises.

L'approbation de programme de forage (APF) permet à l'exploitant de forer dans une région géographique donnée pour une période donnée qui ne peut excéder trois ans. La nécessité de l'approbation s'étend à l'installation de forage, au bâtiment de soutien, au programme de prévisions et d'observations météorologiques et océanographiques, aux plans d'intervention d'urgence et aux plans des opérations qui seront adoptés et à la responsabilité financière du demandeur. L'Office étudie soigneusement le plan d'activité pour s'assurer que tous ces aspects sont bien pris en ligne de compte.

La délivrance de l'APF ne donne toutefois pas l'autorisation de forer un puits. Pour chaque puits d'exploration qu'il entend forer, l'exploitant doit préalablement obtenir de l'Office une autorisation de forer un puits (AFP), qui constitue une approbation du forage d'un puits particulier selon un programme approuvé. Auparavant, la demande aura été examinée de manière à s'assurer que tout est conforme aux règlements applicables.

Si, durant les opérations de forage, un phénomène inattendu entraîne des changements au programme sur lequel est basée l'autorisation de forer un puits, les changements en question requièrent l'approbation de l'Office. Si en outre, la présence d'hydrocarbures justifie l'exécution d'un programme d'essai, les détails du programme doivent être soumis à l'approbation de l'Office avant le démarrage. De même, une fois le forage terminé, l'Office doit approuver le programme de complétion, d'abandon provisoire ou d'abandon.

Périmètre de découverte importante

Il y a découverte importante quand le puits foré dans une structure géologique particulière révèle, par des essais d'écoulement, la présence d'hydrocarbures ainsi que l'existence d'une accumulation susceptible de permettre une production soutenue. Le périmètre de la découverte se détermine par l'interprétation de toute l'information technique disponible, y compris les résultats des études sismiques. Le périmètre est officiellement délimité par l'Office comme suite à des discussions avec le titulaire des droits d'exploration.

Une fois qu'un périmètre de découverte importante est délimité par l'Office et proclamé par le Ministère de l'Énergie, des Mines & des Resources, le titulaire des terres se voit accorder le droit exclusif de mettre le champ en valeur et détient un permis d'exploitation qui lui permet de produire du pétrole et du gaz pendant toute la durée de vie du champ pétrolifère.

Sur les 18 découvertes importantes faites à ce jour au large de Terre-Neuve et du Labrador, toutes sauf deux ont donné lieu à la détermination de périmètres de découvertes importantes. Il reste à négocier les proclamations relatives aux deux autres, le North Ben Nevis P-93 et le Whiterose N-22, tous deux de Husky-Bow Valley et al.

FIGURE 3
Périmètres de découvertes importantes — Grands bancs

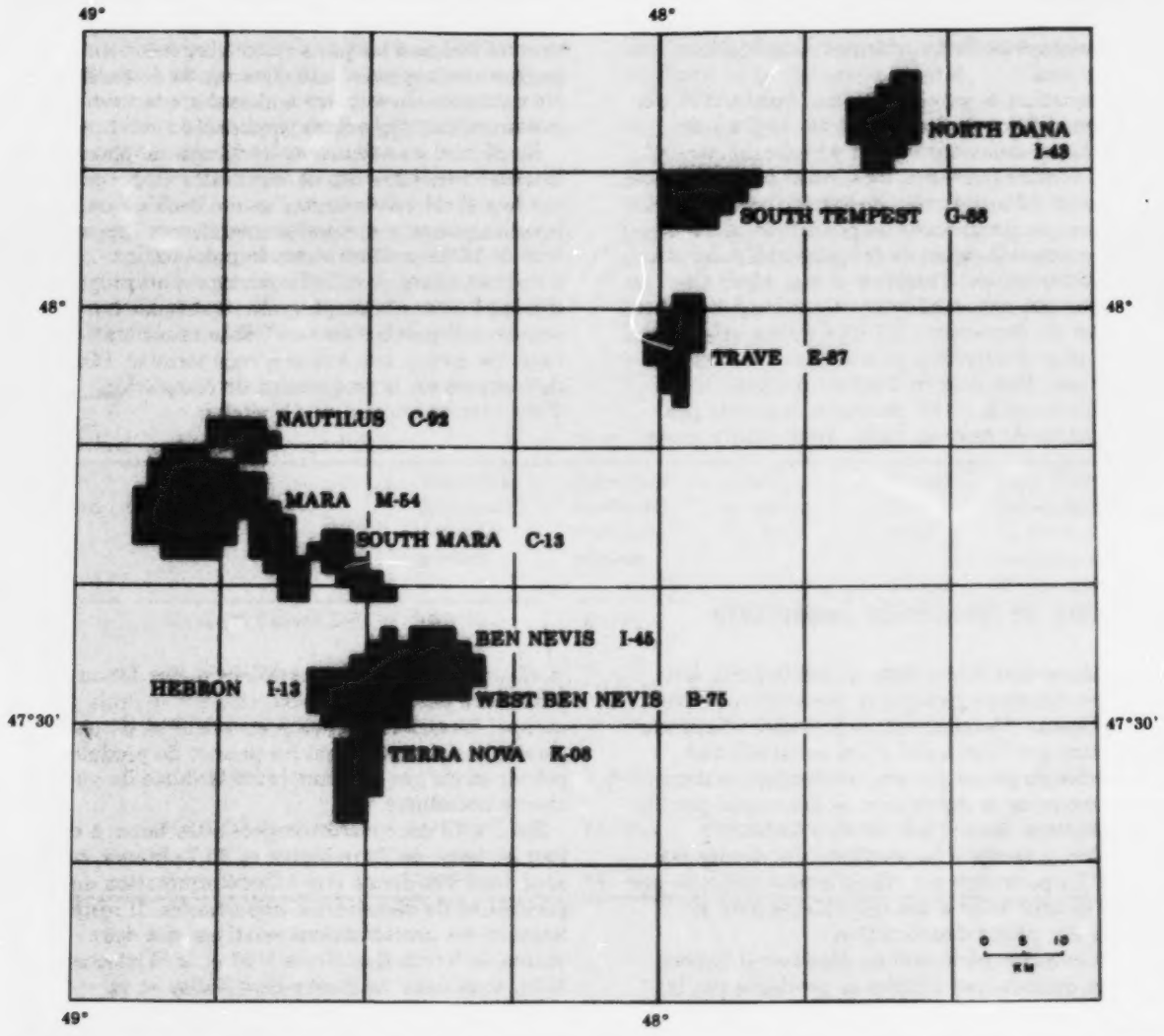
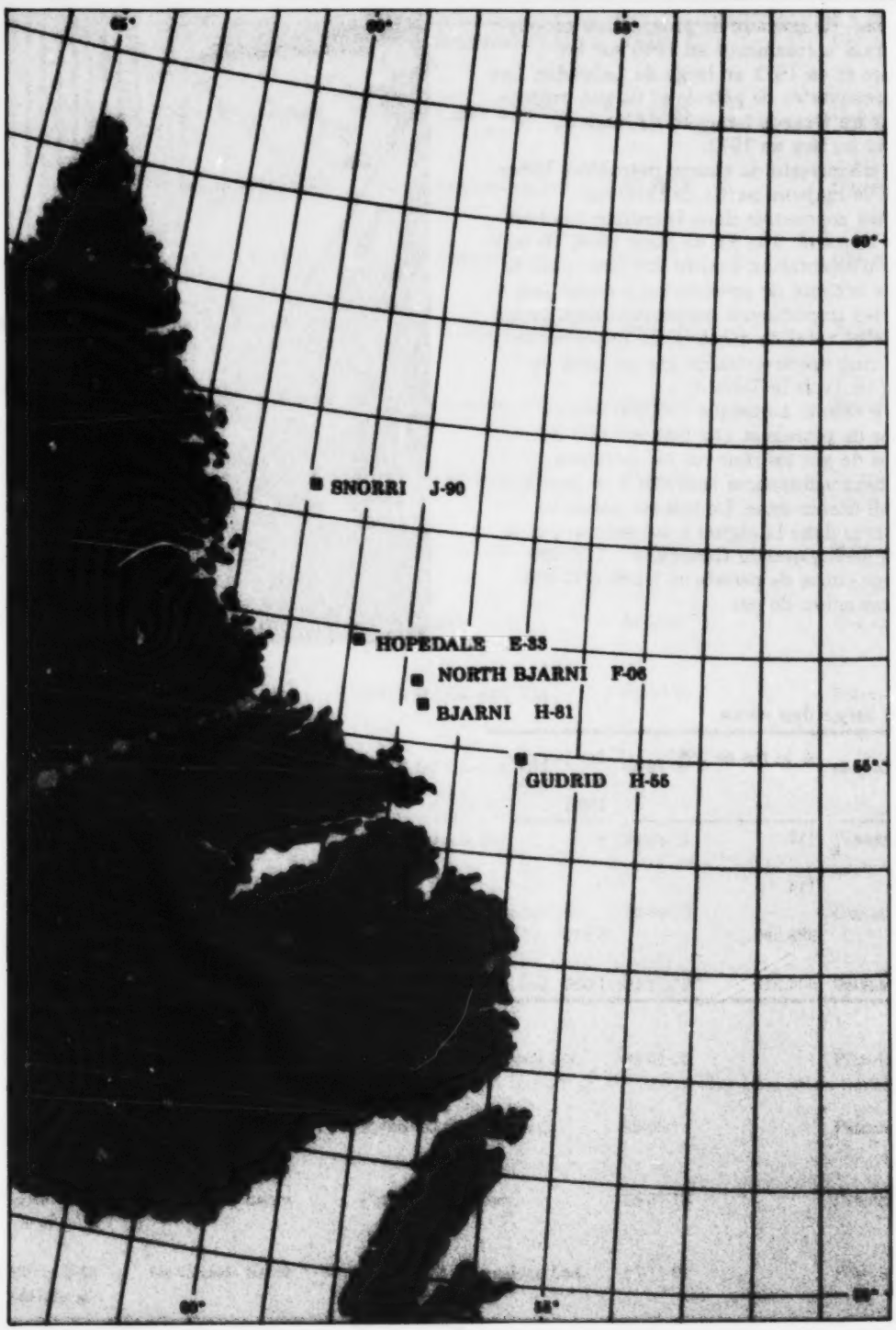


FIGURE 4
Périmètres de decouvertes importantes — Labrador



Activité de Prospection

La prospection pétrolière et gazière au large de Terre-Neuve et du Labrador a commencé en 1964 avec la délivrance des premiers permis d'exploration et le démarrage de travaux de prospection géophysique. Le forage a commencé en 1966 sur les Grands bancs et en 1971 au large du Labrador. Les premières découvertes de pétrole et de gaz, respectivement sur les Grands bancs et au large du Labrador, ont eu lieu en 1973.

Depuis la découverte du champ pétrolifère Hibernia en 1979, la majeure partie de l'activité pétrolière s'est concentrée dans le secteur nord-est des Grands bancs et, à la fin de mars 1986, 26 nouveaux puits d'exploration avaient été forés dans la région. Cette activité de prospection a donné lieu à 12 découvertes importantes supplémentaires, ce qui porte le nombre total de découvertes importantes, y compris les cinq découvertes de gaz au large du Labrador, à 18. (Voir la Table 4).

L'APGTC a estimé à quelque 185 000 000 de mètres cubes de pétrole et 152 000 000 000 de mètres cubes de gaz les réserves récupérables totales des deux substances trouvées à ce jour à la faveur des 19 découvertes. Le volume potentiel d'hydrocarbures dans la région a été estimé, par la Commission géologique du Canada, à 1 733 000 000 de mètres cubes de pétrole et 1 286 000 000 000 de mètres cubes de gaz.

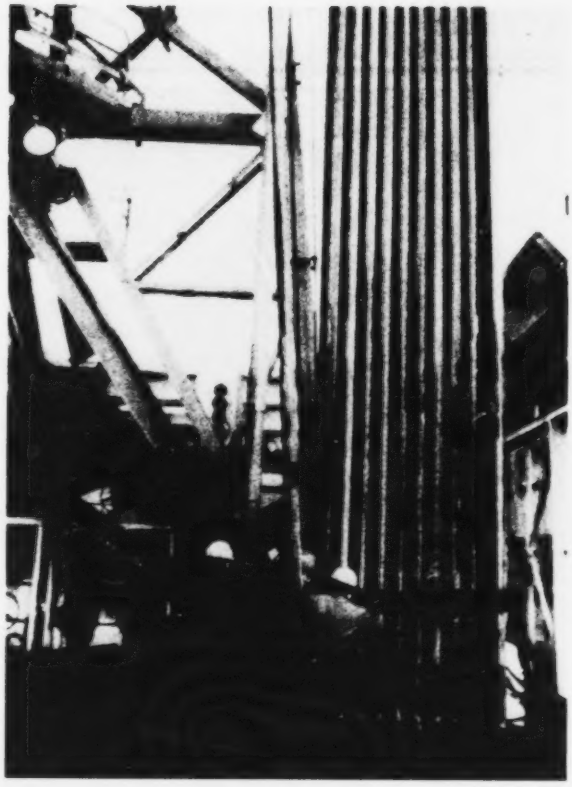


TABLE 3
Activité au large des côtes

Activité	À la fin de 1985	1er janvier à 31 mars, 1986
Puits commencés	117	3
Puits achevés	114	3
Mètres forés	388,897	8,579
Tirs sismiques (km)	504,219	1,630

TABLE 4
Découvertes importantes au large des côtes de Terre Neuve et du Labrador

Nom de puits	Lieu	Exploitant	Fin des travaux	Hydrocarbures
Bjarni H-81 Eastcan et al	le mer du Labrador	Eastcan Exploration Ltd.	73-10-14	Gaz et condensats
Gudrid H-55 Eastcan et al	le mer du Labrador	Eastcan Exploration Ltd.	74-10-03	Gaz et condensats
Snorri J-90 Eastcan et al	le mer du Labrador	Eastcan Exploration Ltd.	75-10-10	Gaz et condensats
Hopedale E-33 Chevron et al	le mer du Labrador	Chevron Standard Ltd.	78-10-01	Gaz et condensats
Hibernia P-15 Chevron et al	les Grands bancs	Chevron Standard Ltd.	80-01-07	Pétrole
Ben Nevis I-45 Mobil et al	les Grands bancs	Mobil Oil Canada, Ltd.	80-09-10	Pétrole
South Tempest G-88 Mobil et al	les Grands bancs	Mobil Oil Canada, Ltd.	81-04-28	Pétrole et gaz
Hebron I-13 Mobi et al	les Grands bancs	Mobil Oil Canada, Ltd.	81-09-13	Pétrole
North Bjarni F-06 Petro-Canada et al	le mer du Labrador	Petro-Canada Exploration Inc.	81-10-06	Gaz et condensats
Nautilus C-92 Mobil et al	les Grands bancs	Mobil Oil Canada, Ltd.	82-07-16	Pétrole
North Dana I-43 Mobil et al	les Grands bancs	Mobil Oil Canada, Ltd.	84-01-07	Gaz et condensats
Terra Nova K-08 Petro-Canada et al	les Grands bancs	Petro-Canada Inc.	84-06-11	Pétrole
Trave E-87 Husky-Bow Valley et al	les Grands bancs	Husky Oil Operations Ltd.	84-06-26	Gaz et condensats
South Mara C-13 Mobil et al	les Grands bancs	Mobil Oil Canada, Ltd.	84-10-19	Pétrole et gaz
Whiterose N-22 Husky-Bow Valley et al	les Grands bancs	Husky Oil Operations Ltd.	85-01-05	Pétrole et gaz
Mara M-54 Mobil et al	les Grands bancs	Mobil Oil Canada, Ltd.	85-05-14	Pétrole
West Ben Nevis B-75 Petro-Canada et al	les Grands bancs	Petro-Canada Inc.	85-07-18	Pétrole
North Ben Nevis P-93 Husky-Bow Valley et al	les Grands bancs	Husky Oil Operations Ltd.	85-11-01	Pétrole et gaz

Activité de prospection — 1986

Le 1er janvier 1986, trois puits, Panther P-52, Whiterose L-61 et Terra Nova I-97, ont été forés par deux exploitants, Husky-Bow Valley et Petro-Canada.

Depuis le 1er janvier, l'Office a accordé une approbation de programme de forage et des autorisations à forer concernant quatre autres puits, dont trois avaient été mis en chantier à la fin de mars.

Au cours de la période visée par le présent rapport, un programme d'essai a été exécuté au puits Terra-Nova I-97 de Petro-Canada et al; il s'agit du troisième puits de délimitation du champ pétrolifère Terra Nova, qui a été découvert en 1984. Un essai de production a donné du pétrole d'une densité de 33° API à raison de 790 m^3/jour.

FIGURE 5
Activité de forage au large des côtes de Terre-Neuve

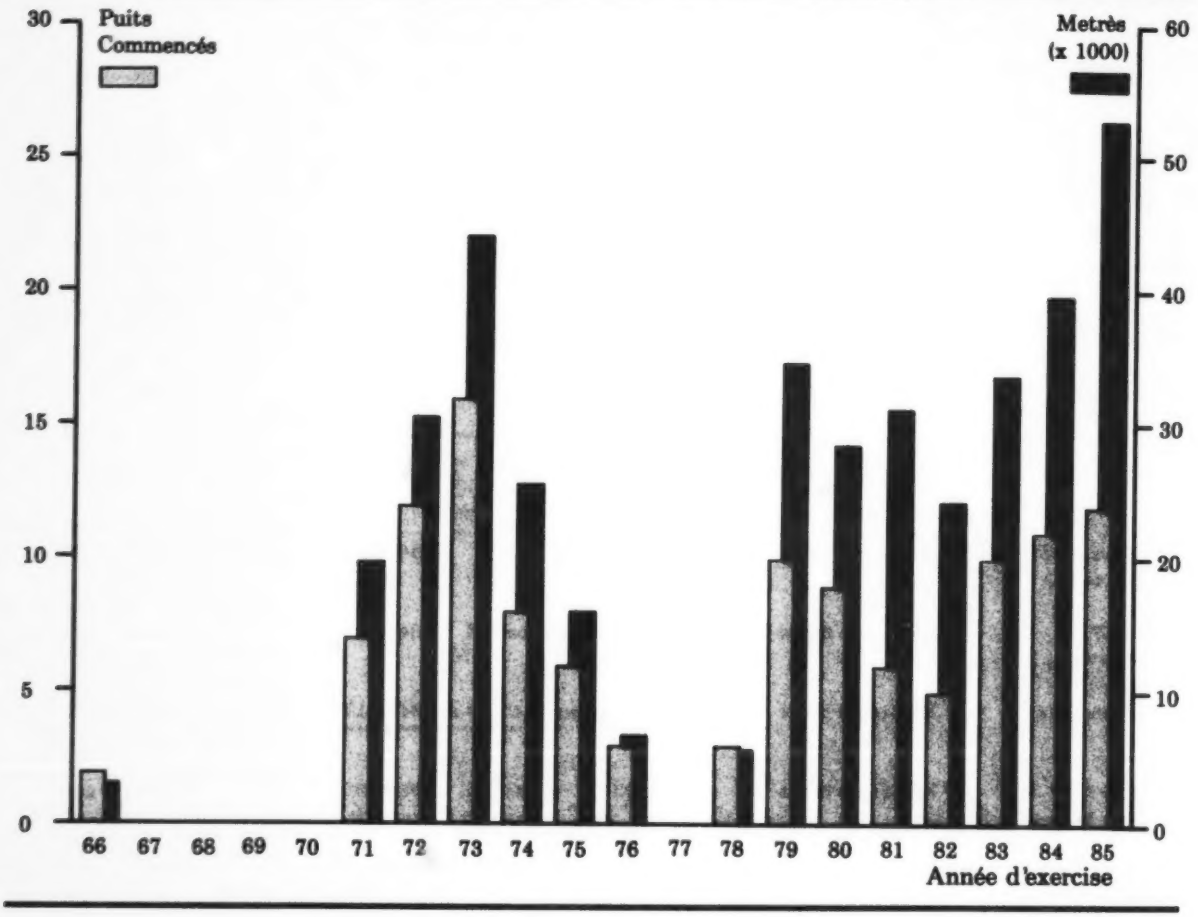


TABLE 5
Activité de forage: janvière — mars, 1986

Nom de puits	Latitude, Longitude	Unité de forage	Commencé ou repris Suspendu ou achevé	Etat du puits mars, 1986	Profondeur totale (en metrès)
Whiterose L-61 (Délimitation Whiterose) Husky-Bow Valley et al	46°50'35"N 48°10'28"W	Bow Drill II	85-12-18 86-03-26	Suspendu	3340
Panther P-52 Husky-Bow Valley et al	47°01'53"N 47°37'44"W	Bow Drill III	85-01-10 Suspendu 85-01-22 repris 85-11-06 86-01-30	Bouché et abandonné	4203
Terra Nova I-97 (Délimitation Terra Nova) Petro-Canada et al	46°26'44"N 48°28'49"W	Vinland	85-11-26 86-02-27	Suspendu	3465
North Ben Nevis M-61 (Délimitation North Ben Nevis) Husky-Bow Valley et al	46°40'53"N 48°25'18"W	Sedco 710	86-01-09 86-03-31	Suspendu	3250
Mara E-30 Gulf et al	46°39'30"N 48°34'29"W	Bow Drill I	86-01-13 86-02-15	Bouché et abandonné	2100
Fortune G-57 Husky-Bow Valley et al	46°36'19"N 48°08'02"W	Bow Drill III	86-02-05	Forage	2268

Sécurité des Opérations et de l'Environnement

L'une des responsabilités fondamentales de l'Office est de veiller à ce que l'exploration offshore se fasse dans le respect des principes de sécurité. Le processus complet d'approbation du forage décrit plus haut, les rapports de l'exploitant et les inspections régulières qu'effectue le personnel de l'Office font en sorte que les exploitants accordent toute l'attention voulue aux aspects de leurs opérations qui ont trait à la sécurité.

Rapports

La réglementation des activités d'une industrie qui évolue à des centaines de kilomètres en mer ne pourrait se faire sans un mécanisme de rapports réguliers. En raison de la nature commercialement délicate d'une bonne part des renseignements contenus dans certains de ces rapports, l'Office est tenu par la loi d'en préserver le caractère confidentiel pendant une période de temps déterminée.

Les exploitants sont tenus d'établir quotidiennement des rapports détaillées sur les activités de chaque installation. Ils y consignent des informations sur tous les aspects opérationnels du programme ainsi que des données sur l'état de l'environnement. Ils y font état des activités des 24 heures précédentes et donnent un aperçu de leurs plans pour les 24 heures suivantes. Ils doivent aussi établir un rapport géologique quotidien qui renfermera de l'information sur les déblais et les carottes. L'Office exige en outre qu'il soit fait rapport de tous événements qui portent ou sont susceptibles de porter atteinte à l'intégrité du personnel ou du matériel.

Fenco Newfoundland Ltd.

Un canon à l'eau employé par le *Placentia Bay* de Husky-Bow Valley pour modifier la trajectoire d'un iceberg.

Les rapports techniques et les données sur les carottes, les essais, les indices d'hydrocarbures ainsi que les journaux et les informations sur le forage sont transmis à l'Office durant le forage. Un rapport complet sur chaque puits doit tre présenté à l'Office une fois le forage achevé.

Inspection

Pour s'assurer que l'exploitant se conforme aux exigences de l'Office, le personnel de l'Office procède à des inspections périodiques des installations et des opérations de forage. Outre ces inspections courantes, il assiste souvent, pour en observer le déroulement, à certaines manoeuvres particulièrement délicates, comme la mise en place d'un tubage ou les essais des couches.

Il arrive également que d'autres organismes gouvernementaux fassent des inspections pour le compte de l'Office. Une entente a été conclue avec la Garde côtière du Canada (GCC) en vertu de laquelle cette dernière procède à des inspections des installations mobiles de forage offshore (MODU) étrangères lorsqu'elles pénètrent dans les eaux de Terre-Neuve et délivre au nom de l'Office des lettres certifiant qu'elles sont conformes aux normes nationales. La GCC inspecte également les installations mobiles battant pavillon canadien, leurs navires de soutien et leur équipement de sauvetage et en certifie éventuellement le bon état général.

Surveillance de l'environnement et prévisions

L'Office exige que les exploitants obtiennent des prévisions fréquentes des conditions météorologiques et de l'état de la mer qui concernent précisément les régions où ils poursuivent leurs activités. Ce service est assuré par des entrepreneurs privés; en ce qui concerne les prévisions météorologiques pour l'aviation, elles sont établies par le Service de l'environnement atmosphérique (SEA) d'Environnement Canada.

Les exploitants et le SEA surveillent la banquise et les icebergs et ils transmettent de l'information à l'Office. L'exploitant est également tenu de collecter et de consigner des renseignements sur la houle, les courantes et autres paramètres océanographiques sur les lieux du forage. Outre la valeur proprement scientifique des données ainsi recueillies, ce programme de surveillance environnementale procure des informations de la plus haute importance pour la conception des futures installations de production.

Selon les reports de l'industrie, la pénétration de la banquise dans le secteur de forage a causé l'arrêt des opérations pendant 38,1 jours au cours du premier trimestre de 1986; les activités ont été interrompues pour encore 13,6 jours en raison du mauvais temps. On a relevé 398 jours de fonctionnement-installation pendant la période.

Planification de l'intervention d'urgence

L'une des conditions de l'approbation du programme de forage est que l'exploitant se dote d'un plan d'intervention dans lequel il indiquera tout ce qu'il prévoit faire s'il se produit une situation d'urgence au cours de son programme de forage. Par situation d'urgence, il faut entendre les blessures causées au personnel, les incendies, la perte de contrôle du puits, la perte d'un bâtiment de soutien ou d'un hélicoptère, l'endommagement de l'installation, l'empiètement des glaces ou de bâtiments non autorisés et les fuites ou rejets de pétrole.

Pour faire face aux situations de ce genre, les exploitants contractent des ententes de mise en commun des ressources et de l'information. En cas d'alerte générale, tous les exploitants de la région placent leur personnel ainsi que le personnel et le matériel de leurs entrepreneurs en attente, pour prêter assistance à l'exploitant auquel incombe la responsabilité de faire face à la situation.

Un centre de surveillance des vols financé par l'industrie est en activité chaque fois que des aéronefs prennent l'air. Le contrôleur surveille la position de tous les aéronefs, navires et installations de forage de l'industrie au moyen d'un dispositif informatisé de poursuite; il est ainsi en mesure de localiser immédiatement les ressources capables d'intervenir si un aéronef est en danger de se perdre.

Si deux installations de forage ou plus sont proches les unes des autres durant la saison de forage, leurs exploitants respectifs sont tenus de se doter d'un système conjoint de gestion des glaces. Ils mettent ainsi en commun leurs ressources pour le repérage et le remorquage des glaces et coordonnent leur approche pour le stockage et la diffusion de l'information sur les glaces.

En outre, tous les exploitants offshore doivent obligatoirement apporter leur contribution à l'East Coast Spill Response Association (ESRA), coopérative d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures qui tient en réserve de l'équipement de lutte contre les déversements ou rejets d'hydrocarbures et un petit groupe de personnes entraînées et prêtes à entrer en action en cas de déversement.

Protection de l'environnement

L'Office exige que les activités extracôtières soient marquées du sceau de la responsabilité face à l'environnement. Aussi s'assure-t-il, au moment de l'approbation du programme de forage, que les exploitants sont conscients de la fragilité sur le plan biologique des régions voisines des secteurs envisagés d'exploration ou de production. L'Office surveille attentivement l'application des plans d'utilisation d'additifs chimiques aux fluides de forage de même que les opérations de gestion des déchets qui exigent son approbation au préalable.

Aux fins de la réglementation des activités extracôtières, l'Office exige que soient observées les normes environnementales les plus récentes et, dans cette optique, il se tient en liaison régulière avec l'industrie ainsi qu'avec les organismes fédéraux et provinciaux appropriés. Il suit en outre de près l'avancement des programmes de recherche en cours, notamment en participant à la gestion du Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement.

Recherche axée sur la sécurité

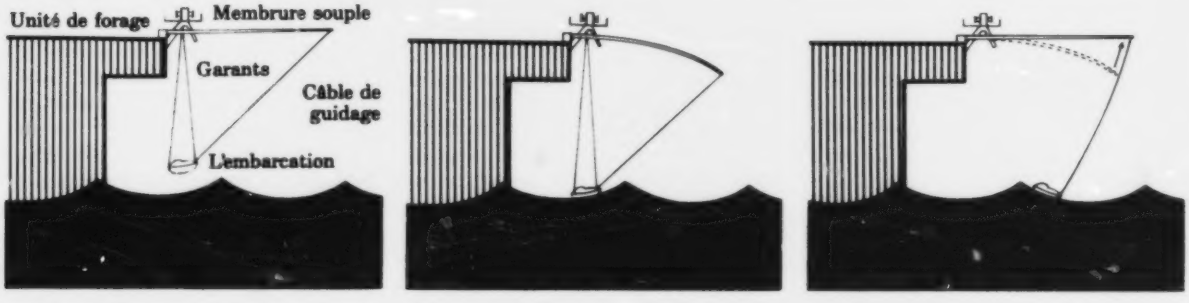
La perte de l'*Ocean Ranger* en 1982 a incité l'industrie et le gouvernement à chercher des moyens nouveaux et plus sécuritaires pour évacuer le personnel des plates-formes de forage en cas de danger.

L'essai en vraie grandeur d'un dispositif, le dispositif à déplacement et à orientation privilégiés (PROD), a été effectué avec succès sur les Grands bancs ces derniers mois. Le projet était co-parrainé par le gouvernement et l'industrie et il était administré par les gens du projet de la côte est de Husky/Bow Valley. Le dispositif PROD a été conçu en guise de solution aux problèmes fondamentaux que constituent la nécessité d'éloigner l'embarcation de sauvetage de l'installation au moment de sa mise à la mer et celle d'éviter que l'embarcation ne soit refoulée contre l'installation par le vent et les vagues. Le dispositif comporte une membrure souple et un câble de guidage qui permet de descendre l'embarcation obliquement tout en l'éloignant de l'installation par traction. Une fois que l'embarcation a atteint la limite de la portée de la membrure, le raccord avec le câble de guidage se défait automatiquement.

Un dispositif devant faciliter la récupération des embarcations de sauvetage par les navires de soutien a aussi été essayé. D'autres dispositifs d'évacuation en sont à différentes étapes de conception dans l'industrie et l'Office conserve un intérêt actif afin de faire en sorte que les nouvelles méthodes puissent être mises en application à mesure qu'elles sont mises au point.

Les efforts que déploient l'industrie et le gouvernement dans la mise au point et la mise à l'essai du dispositif PROD et d'autres dispositifs sont, de l'avis de l'Office, une contribution valable à la sécurité en mer.

FIGURE 6
Le dispositif PROD



Retombées Economique pour le Canada et pour Terre-Neuve

L'un des objectifs fondamentaux de l'Accord atlantique était d'instaurer un régime de gestion fédéral-provincial de nature à optimaliser les retombées sociales et économiques de la mise en valeur de la zone extracôtière pour le Canada en général et pour Terre-Neuve et le Labrador en particulier.

La clause n^{o} 51 de l'Accord atlantique stipule qu'il doit y avoir approbation par l'Office d'un plan des retombées économiques avant le démarrage de tout programme d'exploration ou de mise en valeur. Le plan doit satisfaire aux exigences de l'Office à l'égard de l'emploi de Canadiens et, plus particulièrement, de la main-d'oeuvre de la province, et de la juste possibilité pour les sociétés établies à Terre-Neuve et dans d'autres parties du Canada de participer à la fourniture des biens et des services que requièrent les activités en cause.

Comme suite à des échanges avec l'industrie, la Direction générale du pétrole de Terre-Neuve et du Labrador, l'APGTC et le ministère provincial du Développement et du Tourisme, l'Office a publié un document intitulé Guidelines for Benefits Plan Approval and Reporting Requirements for Exploration Activities in the Newfoundland Offshore Area, qui fait état des objectifs de rapport et de surveillance des diverses parties et qui touche trois domaines principaux: a) énoncé de principes relatifs aux retombées et modalités, b) présentation des plans de retombées économiques et c) les exigences en matière de rapports sur les retombées. Les exploitants potentiels doivent convenir de se conformer à ces exigences pour obtenir la nécessaire autorisation de forer un puits.

Toutes les sociétés qui poursuivent des activités pétrolières sur les terres domaniales au large de Terre-Neuve sont tenues d'observer les principes énoncés dans le document susmentionné et de marquer leur adhésion en inscrivant les principes en question dans la présentation du plan des retombées de la compagnie. Les principaux principes sont les suivants:

1. Retombées industrielles

La compagnie doit adhérer au principe voulant qu'elle se procure les biens et les services dont elle a besoin selon les principes de la libre concurrence. La compagnie est tenue de soutenir et encourager le développement de l'industrie canadienne en donnant aux fournisseurs une juste possibilité d'apporter leur contribution aux travaux découlant du programme, suivant les principes de la meilleure valeur, de la libre concurrence et des retombées pour Terre-Neuve et le Labrador ainsi que le reste du Canada, en donnant l'information pertinente à l'ensemble des fournisseurs. Dans le contexte de sa politique globale d'acquisition, elle doit d'abord donner la priorité aux biens et services fournis par des entreprises établies à Terre-Neuve s'ils se comparent, en situation de libre concurrence, à ceux des autres marchés quant au prix, à la qualité et aux conditions de fourniture.

Eric Stephenson de Hydrospace Marine Services travaillant sur un véhicule submersible télécomandé.

2. Emploi

La compagnie doit adhérer au principe d'offrir de justes possibilités d'embauche et de formation, en harmonie avec la *Charte canadienne des droits et libertés*. Cette adhésion est propre à favoriser l'équité dans les possibilités de travailler et de se trouver un emploi. Dans le contexte de la politique générale de l'embauche de la compagnie, la priorité de formation et d'embauchage doit être accordée aux résidents de Terre-Neuve.

3. Enjeux d'ordre socio-économique

La compagnie doit s'engager à donner l'information nécessaire sur ses programmes d'exploration et de production aux particuliers, groupes et collectivités concernés de Terre-Neuve. L'échange d'information pertinente en temps utile permettra à la compagnie d'évaluer les possibilités locales de développement économique et de création d'emplois ainsi que les répercussions sur l'infrastructure et le mode de vie des collectivités.

Retombées 1985

Les programmes de forage d'exploration de Terre-Neuve en 1985 ont entraîné des retombées notables pour le Canada et la province. On relève 1 902 jours de fonctionnement- installation pour l'année civile. Les dépenses ont atteint 644 673 000 $, la part canadienne de ces dépenses étant estimée à 80 p. 100.

Un nombre appréciable d'emplois ont été créés du fait des programmes d'exploration en 1985. L'emploi direct est estimé à 17 294 mois de travail, 95,2 p. 100 du total allant à des Canadiens.

FIGURE 7
Dépenses

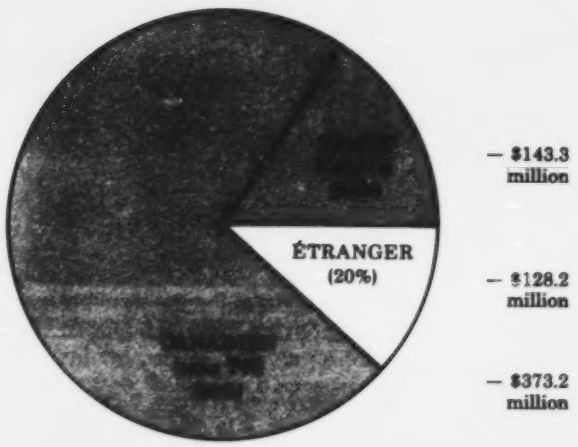
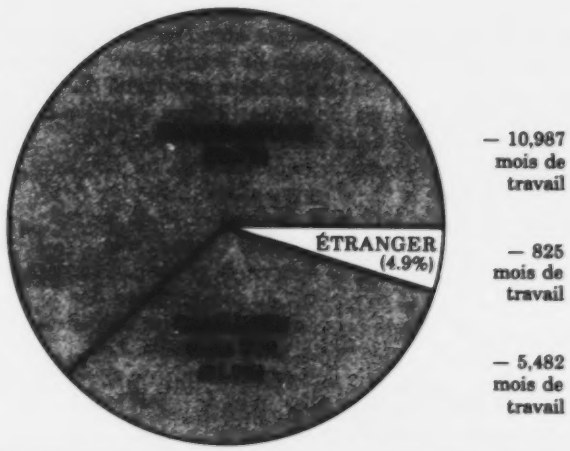


FIGURE 8
Mois de travail



Projet de mise en Valeur d'Hibernia

En 1979, un programme d'essai réalisé au puits Hibernia P-15 sur les Grands bancs s'est traduit par des débits de 420 m^3/jour de pétrole dans une zone et de 189 m^3/jour dans une autre. Le forage subséquent de neuf puits de délimitation a confirmé l'importance du champ Hibernia, la première grande découverte au large de Terre-Neuve et du Labrddor. Le promoteur, Mobil Oil Canada Ltd. et ses quatre associés — Gulf Canada Corporation, Petro Canada Inc., Chevron Canada Resources et Columbia Gas Development of Canada Ltd. — a entrepris l'élaboration de plans d'exploitation du champ pétrolifère.

Le champ Hibernia est situé à quelque 315 kilomètres au sud-est de St. John's et se compose de deux réservoirs complexes présentant des failles, le réservoir Avalon et le réservoir Hibernia, desquels Mobil estime qu'environ 83 x 10^6 m^3 de pétrole sont récupérables. Le plan de mise en valeur d'Hibernia du promoteur prévoit l'emploi d'une structure à embase-poids de béton capable de supporter l'impact d'un iceberg. L'installation serait affectée d'un taux nominal de production de 28 x 10^3 m^3 par jour, la production annuelle moyenne anticipée s'établissant à 17,5 x 10^3 m^3 par jour.

Le 15 mai 1985, le promoteur a présenté un énoncé des incidences environnementales (EIE) aux gouvernements fédéral et provincial. Il s'agissait d'un énoncé de ce qu'on prévoyait comme répercussions d'ordre environnemental et socio-économique selon qu'on utiliserait un système de production flottant ou un système à embase-poids. Plusieurs mois plus tard, les gouvernements ont mis sur pied la Commission d'évaluation environnementale d'Hibernia, commission dont les six membres devaient procéder à un examen public de l'EIE et présenter un rapport de leurs constatations et de leurs recommandations. La commission a tenu des séances d'information en juin et des audiences publiques en octobre et elle a fait paraître son rapport le 14 janvier 1986.

À la mi-août 1985, le promoteur a annoncé que le système à embase-poids était celui qui emportait la préférence. Le 15 septembre, il a présenté aux gouvernements fédéral et provincial deux documents qui portaient sur la mise en valeur du champ Hibernia; le plan de mise en valeur d'Hibernia constitue une description technique détaillée du projet, tandis que le plan des retombées économiques d'Hibernia constitue une description des retombées prévues pour les économies canadiennes et terre-neuvienne.

Mobil Oil Canada Ltd.

Représentation artistique du système à embase-poids proposé pour la mise en valeur du champ Hibernia.

L'APGTC et la Direction générale du pétrole de Terre-Neuve et du Labrador ont entrepris une évaluation des deux plans en septembre, ce qui a été fort utile pour l'Office quand, peu après sa mise sur pied, il a reçu les plans aux fins d'examen et de décision. Pour l'exécution de cette tâche, l'Office a examiné les évaluations de l'APGTC et de la Direction générale du pétrole de Terre-Neuve et du Labrador et a pris en considération les recommandations de la Commission d'évaluation environnementale d'Hibernia. Le rapport de décision de l'Office eu égard à l'approbation des plans de mise en valeur et des retombées économiques sera terminé sous peu et sera rendu publique le 24 juin, 1986.

États Financiers

A MEMBER OF ARTHUR YOUNG INTERNATIONAL

Clarkson Gordon

Chartered Accountants
66 Kenmount Road
P.O. Box 8951 P. Stn. A
St. John's, NFLD
Canada A1B 3R9
Telephone (709) 726-2840
Telex 016-3330

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux membres de l'Office Canada - Terre-Neuve
des hydrocarbures extracôtiers:

Nous avons vérifié le bilan de l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers au 31 mars 1986 ainsi que l'état des revenus et dépenses pour la période terminée à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de l'Office au 31 mars 1986 ainsi que les résultats de son exploitation pour la période terminée à cette date selon les principes comptables décrits à la note 2 des états financiers.

Clarkson Gordon

St.John's, Terre-Neuve,
le 8 mai 1986.

Comptables agrées

États Financiers

Bilan
31 mars, 1986
(Voir les notes ci-jointes)

Actif

Actif à court terme:	
Placements (note 3)	401 255 $
Débiteurs	1 497
	402 752 $

Passif

Passif à court terme:	
Découvert bancaire	110 046 $
Créditeurs et charges à payer	292 706
	402 752 $

Au non du Conseil d'administration:

J.G. Fitzgerald
Administrateur

Janet C. Gardiner
Administrateur

Notes Afférentes aux États Financiers
31 mars, 1986

1. But de l'organisme

L'Office Canada — Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a été formé en 1985 afin de veiller à l'application des dispositions de la Loi de mise en oeuvre de l'Accord Atlantique Canada — Terre-Neuve qui doit être promulguée par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de Terre-Neuve et du Labrador. L'Office est subventionné par des contributions égales des gouvernements provincial et fédéral.

2. Principales politiques comptables

L'Office suit les politiques comptables jugées adéquates pour ce type d'organisme, la plus importante se lisant comme suit:

Immobilisations: -
Le coût des véhicules, du matériel et de l'ameublement est imputé à l'exploitation l'année de leur acquisition.

Toutes les autres politiques sont conformes aux principes comptables généralement reconnus.

États des Revenus et Dépenses
Pour les quatre mois terminés le 31 mars, 1986
(Voir les notes ci-jointes)

Revenus:	Subventions d'exploitation —		
	Gouvernement du Canada		561 489 $
	Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador		561 489
			1 112 978
	Intérêt		14 651
		Total des revenus	1 137 629
Dépenses:	Personnel		661 763
	Frais de déplacement		62 128
	Locaux		82 421
	Immobilisations		195 971
	Frais généraux		135 346
		Total des dépenses	1 137 629
	Excédent des revenus sur les dépenses		Néant $

Notes Afférentes aux États Financiers
31 mars, 1986 (continués)

3. Placement

Composition des placements:

Dépôt à terme, intérêt de 8,75% par année, échéance en avril, 1986	200 000 $
Bons du trésor actualisés en vue d'un rendement de 9% par année à la date d'échéance en avril, 1986	201 255
	401 255 $

4. Engagement

L'Office s'est engagé aux termes du bail à effectuer des paiements locatifs annuels d'environ 340 000 $ jusqu'à mars 1988.

5. Statut-exemption d'impôt

L'Office est un organisme sans but lucratif et par conséquent bénéficie d'une exemption d'impôt.

Office Canada — Terre-Neuve des Hydrocarbures extracôtiers

Members de l'Office

J.E. (Ted) Baugh, ing.	Président/ premier dirigeant
J.G. Fitzgerald, ing.	Vice-président
D. Henao	Vice-président
William J. Deyell, ing.	
Janet C. Gardiner, C.A.	
G. Ross Peters, ing.	
John J. Zwolinski	

Personnel de Gestion

F.A. (Fred) Allen	Terres 709-778-1427
D.H. Brannen	Administration 709-778-1464
W.B. (Bill) Hickey	Affaires publiques 709-778-1446
Brian Jonasson, ing.	Opérations 709-778-1413
E.F. (Ted) O'Keefe, ing.	Retombées économiques Canada/Terre-Neuve 709-778-1441
Brian Power, ing.	Affaires environnementales 709-778-1402
D.F. Sherwin, ing	Exploration 709-778-1419
Angus Taylor	Contentieux 709-778-1447